

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de septiembre de 2024



Gasto en capital laboral de Pemex presiona pese a baja productividad

Un análisis de México Evalúa menciona que al cierre del 2023, los gastos operativos representaron 93% de los ingresos de la petrolera.

El gasto en capital laboral que tiene [Petróleos Mexicanos \(Pemex\)](#) es una de las presiones al interior de la petrolera, la cual presenta menores niveles de productividad en comparación con otras que tienen ingresos similares, mostró una nueva investigación de la organización México Evalúa.

Jorge Cano, coordinador del Programa de Gasto Público de la organización, explicó en un webinar que Pemex tiene ingresos similares con la **empresa noruega Equinor**, además de que tanto México como Noruega tienen un nivel similar de reservas de petróleo, así como de producción.

Sin embargo, existen diferencias importantes sobre cómo cada empresa aporta al erario. Mientras que en México los ingresos petroleros representan 1.1% del PIB, en Noruega la tasa es de 14 por ciento.

Otra diferencia es cómo ejercen los recursos. Carlos Vázquez, investigador de la organización, mostró que los gastos operativos es uno de los factores que presionan el presupuesto de Pemex, una de las más **endeudadas a nivel internacional**.

“Al cierre del 2023, los gastos operativos representaron 93% de los ingresos de Pemex; mientras que en Equinor – empresa petrolera Noruega con ingresos similares a Pemex– fue 67%”, señaló.

En este sentido, mientras que Pemex tuvo ingresos de 101,639 millones de dólares el año pasado, 94,273 millones de éstos se destinaron al gasto operativo, mientras que la empresa noruega mostró ingresos de 107,174 millones de dólares, donde 71,704 millones se fueron al rubro de operación.

El investigador señaló que, al interior de los gastos operativos de cada empresa, se observa que éstas no se han dedicado completamente a la refinación, ya que tanto en Equinor como en Pemex la compra de productos para reventa es su principal gasto operativo.

No obstante, Pemex tiene otros gastos que están metiendo presión, como administrativos, de depreciación, amortización y deterioro de ductos.

Si no consideramos el 50% que es el gasto del sector, lo que más está presionando los costos son los servicios personales, el costo neto periódico de beneficios a los empleados, y la depreciación de los activos fijos”, añadió.

Más gasto, pero no más productividad

Carlos Vázquez indicó que, de esta manera, Pemex está invirtiendo más en su capital laboral que en el capital físico, y aunque se pueda pensar que lo primero puede llevar a una mayor productividad, los datos muestran otra cosa.

“Pemex tiene el doble de plazas que Equinor y gasta 1.8 veces más en nómina y beneficios a los empleados. Sin embargo, la productividad por trabajador de Pemex es 44.4% menor a la de Equinor, lo que indica ineficiencias en la estructura laboral”, expresó por su parte Ana Lilia Moreno, investigador de [México Evalúa](#).

De acuerdo con los cálculos de la organización, cada trabajador de Pemex genera ingresos por 864 dólares, mientras que en Equinor generan 1,553 dólares.

En apoyos, 2.1 billones de pesos

Mariana Campos, directora general de México Evalúa, recordó que, de acuerdo con los cálculos de la organización, a junio pasado el gobierno de Andrés Manuel López Obrador había otorgado apoyos a Pemex por 2.1 billones de pesos en una coyuntura donde las presiones y necesidades de gasto son apremiantes.

“Históricamente, los ingresos públicos de México han sido fuertemente soportados por Pemex, pero esto ha cambiado, es decir, las finanzas públicas han dejado de recibir ingresos de la petrolera”, dijo.

Ha sido a través de transferencias –vía [Secretaría de Energía \(Sener\)](#)– y reducciones en la tasa del Derecho de Utilidad Compartida (DUC) que el gobierno ha dado un apoyo de 2.1 billones de pesos, lo que representa 6.1% del Producto Interno Bruto (PIB).

Las transferencias a través de la Sener –que incluso casi han quintuplicado el presupuesto de ésta– a la petrolera en el sexenio actual han sido de 1.14 billones de pesos, 2.4 veces más de lo que se aportó en el sexenio de Enrique Peña Nieto.

Respecto al [DUC](#) –que en el sexenio actual pasó de 65 a 30%–, con cifras definitivas al cierre del 2023, el apoyo fiscal a Pemex por este concepto sumó 865,000 de acuerdo con la organización, mientras que con números preliminares a mayo, estima un apoyo de 109,000 en lo que va del año.

“Estos son algunos datos que nos hacen reflexionar sobre la relevancia de indagar soluciones para Pemex y construir mejores alternativas a las que tenemos actualmente”, señaló Mariana Campos. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de septiembre de 2024

Petróleo sube casi 2%; Brent se aleja de su nivel más bajo en tres años

2

Analistas de Citi esperan que un déficit estacional del mercado petrolero de alrededor de 0.4 millones de barriles diarios sostenga los precios del crudo Brent en el rango de 70 a 75 dólares por barril durante el próximo trimestre.

Los **precios del petróleo** subieron casi un 2% la sesión de este jueves tras el importante [recorte de las tasas de interés de la Reserva Federal](#) estadounidense, lo que ayudó al Brent a alejarse de sus niveles más bajos en cerca de tres años tocados la semana pasada.

El crudo **Brent** subió 1.23 dólares, o un 1.67%, hasta los 74,88 dólares por barril, alejándose más de los niveles bajo los 69 dólares alcanzados la semana pasada. En tanto, el petróleo ligero estadounidense WTI ganó 1.04 dólares, o un 1.47%, a 71.95 dólares por barril.

La Fed recortó las tasas de interés medio punto porcentual el miércoles. Las bajas del costo del crédito suelen impulsar la actividad económica y la demanda por energía, pero el mercado también lo vio como una señal de un mercado laboral estadounidense más débil que podría ralentizar la economía.

[El Banco de Inglaterra mantuvo las tasas de interés](#) en el 5.0% este jueves y se abstuvo de acelerar el ritmo de reducción de su stock de deuda pública británica, evitando más tensiones presupuestarias.

Analistas de Citi esperan que un déficit estacional del mercado petrolero de alrededor de 0.4 millones de barriles diarios (bpd) sostenga los precios del crudo Brent en el rango de 70 a 75 dólares por barril durante el próximo trimestre, pero sería temporal.

A medida que los balances mundiales de petróleo se deterioran en la mayoría de los escenarios, seguimos previendo una renovada debilidad de los precios en 2025 con el Brent en una senda de 60 dólares/barril", dijo Citi en una nota el jueves.

Las existencias estadounidenses de crudo cayeron, mientras que las de gasolina y destilados aumentaron la semana pasada, informó el miércoles la Administración de Información de Energía (EIA). El Economista

Petróleo sube tras la baja de tasas de la Fed; Brent, cerca de su nivel más bajo del año

Los precios del petróleo subían este jueves tras el importante recorte de las tasas de interés por parte de la Reserva Federal.

Los [precios del petróleo](#) subían este jueves tras el importante recorte de las tasas de interés por parte de la Reserva Federal, pero el Brent seguía rondando sus niveles más bajos del año, por debajo de los 75 dólares, ante las expectativas de una menor demanda mundial.

A las 11:39 GMT, el crudo **Brent** subía 0.66 dólares, o un 0.9%, a 74.31 dólares por barril, mientras que el petróleo ligero estadounidense **WTI** ganaba 0.58 dólares, o un 0.82%, a 71.49 dólares por barril.

[La Fed recortó las tasas de interés medio punto porcentual](#) el miércoles. Las bajas del costo del crédito suelen impulsar la actividad económica y la demanda por energía, pero el mercado también lo vio como una señal de un mercado laboral estadounidense más débil que podría ralentizar la economía.

"Aunque el recorte de 50 puntos básicos deja entrever que se avecinan duros vientos en contra para la economía, los inversores bajistas quedaron insatisfechos después de que la Reserva Federal elevó las perspectivas de tipos a medio plazo", señalaron los analistas de ANZ en una nota.

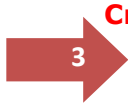
Además, siguió pesando la débil demanda de la desaceleración de la economía china.

Analistas de Citi esperan que un déficit estacional del mercado petrolero de alrededor de 0.4 millones de barriles diarios (bpd) sostenga los precios del crudo Brent en el rango de 70 a 75 dólares por barril durante el próximo trimestre, pero sería temporal.

"A medida que los balances mundiales de petróleo se deterioran en la mayoría de los escenarios, seguimos previendo una renovada debilidad de los precios en 2025 con el Brent en una senda de 60 dólares/barril", dijo Citi en una nota el jueves. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de septiembre de 2024



Crudo bajó debido a preocupaciones económicas

Los precios del petróleo cayeron el miércoles debido a que un anuncio de recorte de tasas de la Reserva Federal generó preocupaciones sobre la salud de la economía estadounidense, mientras que los inversores ignoraron en gran medida un descenso de los inventarios de crudo que atribuyeron al impacto del clima de corta duración.

Los futuros del crudo Brent para noviembre cerraron en 73.65 dólares el barril, perdiendo 5 centavos, mientras que los futuros del crudo WTI para octubre cerraron en 70.91 dólares el barril, cayendo 28 centavos. La mezcla mexicana cayó 0.09 dólares o 0.14% a 65.61 dólares por barril.

La caída del crudo, que provocó que los inventarios cayeran al nivel más bajo en un año, ayudó a limitar la caída de los precios.

Si bien el informe de la Administración de Información de Energía (EIA) fue más favorable a los precios del petróleo que las cifras del Instituto Americano del Petróleo del martes, los inversores probablemente vincularon la reducción al huracán Francine, un evento de corta duración, dijo Bob Yawger, director de futuros de energía en el banco Mizuho.

"El problema con un informe tipo 'huracán' es que los números tienden a volverse en la dirección opuesta en el informe de la semana siguiente, después de que la infraestructura petrolera vuelva a estar en funcionamiento", dijo Yawger.

Mientras tanto, los inventarios de gasolina y destilados aumentaron ligeramente la semana pasada.

El Brent había experimentado una recuperación desde el 10 de septiembre, cuando cayó por debajo de los 70 dólares, a su nivel más bajo desde diciembre de 2021. Enfrenta una resistencia en torno a los 75 dólares debido a los débiles márgenes de las refinerías mundiales que indican una demanda lenta, añadió.

Más temprano en la sesión, el petróleo encontró respaldo en los riesgos de un aumento de la violencia en Oriente Medio que interrumpió el suministro después de que Hezbollah acusara a Israel de atacar al grupo militante con buscapersonas cargados de explosivos en el Líbano. Hezbollah prometió tomar represalias contra Israel, cuyo ejército se negó a hacer comentarios sobre las explosiones.

"El fin de la máxima demanda del verano y un cambio negativo en el sentimiento de los comerciantes han contribuido a la caída de los precios, aunque los posibles conflictos en Oriente Medio todavía plantean un riesgo de interrupciones del suministro", dijo Mazen Salhab, estratega jefe de mercado de MENA en BDSwiss. El Economista

Perforará Pemex dos pozos frente a Dos Bocas

Pemex invertirá un total de 89.55 mmdd en la perforación de ambos pozos

Petróleos Mexicanos (Pemex) perforará **dos pozos** en aguas someras frente al Puerto de Dos Bocas, Tabasco, con una inversión total de **89.55 millones de dólares (mmdd)**.

La **Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)** aprobó esta mañana a la empresa subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP) la perforación del pozo exploratorio **Yaxché-401EXP**, con lo que espera tener acceso a recursos prospectivos a la media con riesgo de **6.72 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce)**.

La CNH explicó que la perforación de este pozo, ubicado a 9 kilómetros (km) al noreste de Dos Bocas, está contemplada en el escenario incremental de la modificación del Plan de Exploración para la asignación **AE-0151-3M-UCHUKIL**.

"El objetivo del Pozo es encontrar acumulación comercial de aceite mediano en rocas de edad Mioceno Superior que se componen de areniscas de canales y desbordes, depositadas en un ambiente de talud", refirió el organismo.

El recurso esperado es aceite mediano con una probabilidad de éxito geológico de **48 por ciento**.

De acuerdo con lo aprobado, los Programas de Perforación y Terminación se desarrollarán del 18 de octubre de 2024 al 2 de febrero de 2025, con un costo estimado de **53.15 mmdd**.

El segundo pozo es el delimitador en aguas someras **Ogachi-1DEL** perteneciente a la asignación **AE-0153-2M-Uchukil**, ubicado a 38.9 km de Dos Bocas.

El objetivo de esta perforación, según refirió PEP a la Comisión, es **reducir la incertidumbre** en los volúmenes originales y reservas de hidrocarburos del campo Ogachi en el yacimiento PLCI-1 del Plioceno Inferior.

Asimismo, el hidrocarburo esperado es aceite de 24 grados API, en recursos contingentes con riesgo a la media de **19 mmbpce**, con probabilidad de éxito geológico de **62 por ciento**.

"Como parte del programa preliminar de terminación, el Operador Petrolero programó realizar una prueba de producción convencional en el objetivo geológico previsto", expuso la CNH.

Con un costo total estimado en **36.4 mmdd**, PEP llevará a cabo los Programas de Perforación y Terminación en un plazo comprendido entre el 13 de octubre y el 24 de diciembre de 2024. EAD

20 de septiembre de 2024



4

Programa CFE recursos para transmisión eléctrica, pero ejerce poco

Un estudio del IMCO revela que hay una notoria diferencia entre las necesidades de inversión y el presupuesto asignado para ampliar las redes

Existe una notoria diferencia entre las necesidades de inversión en infraestructura de transmisión eléctrica estimada por la **Comisión Federal de Electricidad (CFE)** y los presupuestos asignados anualmente para este rubro, encontró el **Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO)**.

Al analizar el desarrollo de los presupuestos programados para transmisión eléctrica y lo ejercido en el periodo 2013-2023, el Instituto encontró que **existe una diferencia que se ha incrementado principalmente desde 2020**.

Indicó que en 2023, los recursos aprobados en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de ese año fueron **42.9 por ciento** de lo estimado en el mecanismo de planeación de la CFE, mientras que la inversión ejercida ascendió a solo **21.7 por ciento** de la propuesta en la planeación.

Inversiones ejercidas en transmisión eléctrica

Para 2024 el organismo consideró que se puede esperar un comportamiento similar, dado que en el PEF se contemplan **9.6 mil millones de pesos** en inversión, únicamente **39.2 por ciento** de lo estimado en el mecanismo de planeación.

“Al analizar las inversiones ejercidas en la década anterior en infraestructura de transmisión (2013-2023), se observa que, en primer lugar, que la subinversión en infraestructura de transmisión eléctrica ha sido una constante y, en segundo, que los montos ejercidos distan mucho de los objetivos de inversión del mecanismo de planeación para 2023-2028”, planteó.

Inversiones estimadas en transmisión eléctrica por año

El Instituto bajo la dirección de Valeria Moy subrayó en que el crecimiento de la demanda eléctrica, que fue de **3.4 por ciento** en 2022 y de **3.5 por ciento** en 2023, y la transición energética tienen como condición indispensable contar con redes eléctricas robustas que no pongan en riesgo la seguridad del sistema.

Al respecto, también destacó la incorporación de fuentes de generación solar fotovoltaica y eólica, las cuales no están en condiciones de producir electricidad en todo momento.

Propuestas para modernizar y expandir las redes

- Utilizar todos los mecanismos plasmados en la ley para financiar las expansiones de las redes eléctricas. En un contexto de finanzas públicas presionadas, el próximo gobierno tiene a su disposición instrumentos bursátiles como los CKD, Cerpi y Fibra E, así como la posibilidad de llevar a cabo asociaciones público-privadas que permiten diversificar las fuentes de financiamiento para proyectos de redes eléctricas. En 2018 la Fibra E de la CFE recaudó 16.2 mil millones de pesos comprometiendo ingresos de activos de transmisión. Originalmente pensada para expandir la infraestructura de transmisión, los recursos se destinaron a la construcción de nuevas centrales eléctricas.
- Garantizar los recursos para ejecutar las obras de infraestructura de redes eléctricas instruidas por la Secretaría de Energía. Sin recursos etiquetados específicamente para las obras instruidas, no existirá el incentivo para llevar a cabo estos proyectos.
- Retomar el Programa de Redes Eléctricas Inteligentes. La Secretaría de Energía define una red eléctrica inteligente como una red capaz de reestructurarse y de recopilar información para conocer cuáles fueron las fallas que se dieron en el sistema y solucionarlas para mejorar el sistema eléctrico nacional a través de ser eficiente, seguro, flexible, resiliente, de calidad, confiable y sustentable. Una red eléctrica inteligente permite gestionar de forma más eficiente los flujos de energía, esto es especialmente relevante en un contexto de incorporación acelerada de energías renovables variables.
- Promover el desarrollo de microrredes. La demanda de energía, el desarrollo tecnológico que permite la descentralización y la insuficiente infraestructura de redes eléctricas han promovido que las microrredes -que pueden estar o no conectadas al sistema principal de energía- surjan como una alternativa ante un sistema eléctrico presionado. Las posibilidades de generación en sitio y abasto aislado, acompañado de la evolución en las tecnologías de almacenamiento eléctrico (baterías) han acelerado este tipo de infraestructura. Desde un ángulo de transición energética, las microrredes facilitan incorporar tecnologías limpias -acompañadas de almacenamiento- y reducir la huella de carbono de los usuarios. A nivel mundial existen ejemplos de microrredes con la escala suficiente para suministrar la energía de infraestructura crítica como aeropuertos (Pittsburgh), universidades (Princeton) o pequeñas islas (Block Island, Rhode Island). EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de septiembre de 2024

5

**Con igual producción e ingresos,
Pemex es menos rentable que
Equinor**

México Evalúa hizo un análisis comparativo entre ambas empresas estatales

Aun cuando la empresa petrolera noruega **Equinor** tiene una producción de hidrocarburos **similar a la de Petróleos Mexicanos (Pemex)**, al igual que sus ingresos, sus aportaciones a las finanzas públicas **son muy superiores, reveló un estudio de México Evalúa.**

Según las cifras oficiales de cada una, Equinor alcanzó una producción de **2.0 millones de barriles diarios de hidrocarburos líquidos**, en tanto que Pemex reportó **2.1 millones**, ambas al cierre de 2023.

Respecto a sus ingresos, en ese mismo año la mexicana tuvo ventas de petróleo crudo por un valor de los **101,639 millones de dólares (mmdd)** y su contraparte noruega por **107,174 millones.**

Sin embargo, los ingresos petroleros de cada gobierno mostraron una diferencia importante, toda vez que en el mismo año, las aportaciones de la firma noruega representaron **19.2 por ciento** del Producto Interno Bruto (PIB) nacional, mientras que los de la mexicana llegaron apenas al **1.1 por ciento.**

En cuanto a su participación en los ingresos totales nacionales en cada caso, la diferencia de los números es todavía mayor. Equinor contribuyó con **39 por ciento** de los ingresos totales del gobierno central noruego, en tanto que los de Pemex llegaron tan solo a representar **7 por ciento** de los ingresos del gobierno mexicano.

“Esto es un momento de incrementos en el precio del petróleo, la guerra en Ucrania, pero han sido superiores, bastante superiores a los aportados por Pemex al gobierno central de México”, comentó Jorge Cano, analista de Finanzas Públicas de México Evalúa.

En un análisis de las finanzas de cada empresa, Cano también reveló que en 2023, las utilidades netas de Equinor fueron de **11,904 mmdd** y las de Pemex tan solo de **482 millones.**

Por el contrario, los costos operativos de Pemex resultaron mucho más altos que los de la empresa europea. A 2023, la firma bajo **Octavio Romero Oropeza** reportó costos y gastos operativos que totalizaron los **94,278.46 mmdd**, mientras que el monto de Equinor fue de **71,404 millones.**

“Los costos en los que incurre Pemex para la producción y venta de petróleo y sus derivados son 32 por ciento, o 22,847 mmdd, mayores a los costos operativos de Equinor, lo cual se debe a mayores gastos de operación, administrativos, depreciación, amortización y deterioro de ductos”, expuso Carlos Vázquez, analista de Deuda Pública y Sostenibilidad Fiscal.

Iguales ingresos, menos impuestos

En el webinar **“Pemex vs Equinor, en búsqueda de un modelo para México”**, Vázquez destacó que a pesar de que ambas empresas cuentan con ingresos similares, **Pemex contribuye con menores impuestos al erario público.**

Al cierre de 2023, refirió, por conceptos de regalías, tarifas e impuestos Equinor había aportado al fisco con **27,085 mmdd** que representaron **25.3 por ciento** de los ingresos totales.

Las cifras de Pemex, por el contrario, correspondientes a Derecho de Exploración de Hidrocarburos, Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, el Impuesto sobre la Renta, los Derechos de Extracción de Hidrocarburos y el Derecho por la Utilidad Compartida totalizaron **16,238 mmdd**, equivalentes a solo **16 por ciento** de los ingresos totales.

“Esto es reflejo de las políticas fiscales que se han destinado para ayudar financieramente a Pemex”, comentó Vázquez.

Mayor participación privada

En cuanto a la estructura organizacional de cada empresa, los analistas destacaron que en Noruega hay una importante participación de compañías privadas, **al igual que al interior de Equinor.**

El gobierno noruego es dueño de **67 por ciento** de la firma y el resto lo tienen empresas privadas, a diferencia de Pemex en donde el dueño absoluto es el Estado mexicano, además de mantener limitada la participación de los operadores privados.

“La producción es 68 por ciento de Equinor y el resto es privada. Esto empieza a ser una reflexión de cómo está funcionando el esquema frente a México, ya que en nuestro país el 95 por ciento de la producción de petróleo lo realiza Pemex”, planteó Jorge Cano. EAD

20 de septiembre de 2024

6

Insuficientes los recursos para el combate al cambio climático: CIEP

El presupuesto asignado para combatir las emisiones de GEI no permite el avance hacia la descarbonización del sector eléctrico, dicen CIEP y Cemda

Solo 25.5 por ciento de los recursos asignados para la transición energética en el presupuesto 2024 **están asociados al combate al cambio climático**, reveló un análisis del **Centro de Investigación Económica y Presupuestaria (CIEP)**.

Indicó que de los **243,705 millones de pesos (mmdp)** identificados en los anexos de la **“Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios y Recursos para la Mitigación de los Efectos del Cambio Climático”**, incluida en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) para 2024, **solamente 62,241 mmdp**, esto es, 25.5 por ciento, están directamente vinculados a acciones en favor del clima.

“A pesar de los compromisos internacionales que ha asumido México, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector eléctrico han aumentado en un 11.4 por ciento, el presupuesto asignado en 2023 y 2024 para este fin no permite el avance hacia la descarbonización de la economía”, apuntó.

El documento, elaborado con la colaboración del **Centro Mexicano de Derecho Ambiental (Cemda)**, también refirió que si bien el presupuesto en los anexos transversales contempla **155.2 por ciento** más presupuesto para energías limpias, esto es 5,789 mmdp, que a centrales de ciclo combinado que tienen asignados 2,258 millones, en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2024-2028 la capacidad instalada neta de los ciclos combinados que se sumaría sería **358 por ciento mayor** a la capacidad instalada de las limpias.

CFE, con mayores recursos

La Estrategia contempla como entidades participantes a las **Secretarías de Gobernación (Segob), de Salud (SS), de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) y de Energía (Sener)**, además de **Petróleos Mexicanos (Pemex) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE)**.

Para 2024 el programa comprende **11 programas**, cuyo presupuesto asciende a **10,647 mmdp**, lo cual representa un aumento del **37.6 por ciento** en términos reales en comparación con el presupuesto ejercido en 2023 y el 0.1 por ciento del PEF.

Presupuesto total del anexo Estrategia

El CIEP destacó que la CFE fue la entidad con mayor participación en el anexo, con el 92.2 por ciento en 2023 y **91.6 por ciento en 2024**.

“A pesar de la disminución en el porcentaje de participación, la CFE presenta un aumento del 43.6 por ciento en sus recursos”, subrayó el Centro.

Los recursos de la CFE fueron distribuidos de la siguiente manera:

El CIEP igualmente señaló que **existe una discrepancia** entre los recursos asignados y su finalidad, pues del presupuesto 2024 el **49.2 por ciento** se dirige al Tren Maya, un proyecto **no vinculado directamente** con la mitigación del cambio climático.

Aunado a ello, encontró que algunos programas están incluidos en ambos anexos, lo que implica **una duplicidad de recursos**, principalmente en la CFE y la Sener.

Además, aseguró que **26 de los 63 programas** no tienen vinculación directa con la transición energética y cambio climático.

“De ahí la necesidad de realizar una revisión rigurosa de los programas y recursos incluidos”, expuso.

Más recursos a Defensa Nacional para cambio climático

El análisis del CIEP y Cemda también reveló que en 2024, el presupuesto aprobado para el anexo Recursos para cambio climático es de **233,961 mmdp**, lo que representa un incremento del **12.5 por ciento** en términos reales con respecto al ejercido en 2023.

“Este anexo está conformado por 18 entidades y, a diferencia de 2023, incluye a la Defensa Nacional. Esta incorporación se debe a que el Fondo Nacional de Fomento al Turismo (FONATUR) y Fonatur Tren Maya, S.A. de C.V. transfirieron el Proyecto Tren Maya a la Defensa Nacional”, recordó el informe. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de septiembre de 2024

YPF cede áreas convencionales en Neuquén a Bentia Energy

YPF firmó un acuerdo con Bentia Energy para ceder operaciones en áreas convencionales de Neuquén, dentro de su estrategia de desinversión de campos maduros para concentrarse en Vaca Muerta.

YPF, la petrolera estatal argentina, ha firmado un acuerdo con Bentia Energy, una firma argentina recientemente fundada por Javier Iguacel, para cederle las operaciones en áreas convencionales de la provincia de Neuquén.

Este acuerdo forman parte del plan de YPF para desprenderse de su portafolio de campos maduros, con el fin de concentrar sus esfuerzos en la producción de hidrocarburos no convencionales en la formación Vaca Muerta, en el suroeste de Argentina.

El acuerdo abarca las áreas que conforman el cluster Neuquén Sur, compuesto por los bloques Al Norte de la Dorsal, Octógono Fiscal y Dadin. Bentia Energy, presidida por Iguacel, exministro de Energía durante el gobierno de Mauricio Macri, será la encargada de operar estas áreas, en espera de la aprobación definitiva por parte de los gobiernos provinciales involucrados.

Con este anuncio, YPF suma nueve acuerdos que cubren la cesión de 25 áreas convencionales en diversas provincias como Río Negro, Neuquén, Mendoza y Chubut. En abril de este año, YPF inició un proceso de búsqueda de interesados en su portafolio de 55 áreas maduras, a través del banco español Santander, recibiendo 60 ofertas de aproximadamente 30 compañías nacionales e internacionales.

El objetivo de YPF es concentrarse en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales, especialmente en Vaca Muerta, considerada una de las mayores reservas de petróleo y gas no convencionales del mundo. Este proceso, conocido como Proyecto Andes, incluye la venta de áreas maduras en las provincias de Mendoza, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y Neuquén. OGM

Pemex perforará el pozo Yaxché-401EXP en aguas someras del Golfo de México

La CNH aprobó la perforación del pozo Yaxché-401EXP en aguas someras del Golfo de México, un proyecto de Pemex que busca extraer aceite mediano en el Mioceno Superior.

El órgano de gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) ha dado luz verde a la solicitud presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio Yaxché-401EXP, ubicado en aguas someras del Golfo de México, frente a la costa del estado de Tabasco.

El pozo se localiza a 9 kilómetros al noreste del puerto de Dos Bocas, en la asignación AE-0151-3M-UCHUKIL, y forma parte del Escenario Incremental del Plan de Exploración aprobado en julio de 2024.

El objetivo del pozo es encontrar acumulaciones comerciales de aceite mediano en rocas del Mioceno Superior, compuestas principalmente de areniscas depositadas en un ambiente de talud.

La perforación se llevará a cabo con una trayectoria direccional en forma de "J", alcanzando una profundidad total programada de 4,979 metros bajo el nivel del mar. En caso de éxito, se realizarán pruebas de producción convencionales y la toma de muestras PVT para evaluar la calidad del hidrocarburo.

Pemex estima que los recursos prospectivos con riesgo son de 6.72 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), con una probabilidad de éxito geológico del 48%. Los trabajos de perforación y terminación están programados para durar 108 días en total: 75 días para la perforación, del 18 de octubre al 31 de diciembre de 2024, y 33 días para la terminación, del 1 de enero al 2 de febrero de 2025.

El costo total estimado del proyecto es de 53.15 millones de dólares, distribuidos en 41.19 millones para la perforación y 11.96 millones para la fase de terminación OGM