

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de marzo de 2024



1

## La despetrolización fiscal pasa por un Pemex realmente verde

En mi artículo anterior señalé la importancia de considerar como pieza clave de la salvación de Pemex una despetrolización de las finanzas públicas del gobierno federal. Esto quiere decir, como muchos lo han intentado, el reducir o de plano cortar el “cordón umbilical” financiero de Pemex respecto del gobierno federal. Este “cordón” ha sido enormemente resistente porque el sistema de incentivos del contrato fiscal de nuestro país, que excede a Pemex e incluso al sector energético, lo fortalece. El contrato fiscal asumió por décadas que no eran necesarios tantos impuestos porque el gobierno tenía la renta petrolera. La renta es muy pequeña. Este es el momento de deshacernos del cordón.

El cordón se hace más fuerte cuando el precio del barril sube porque hay menos incentivos a alterar el statu quo. Se debilita cuando el precio cae. Pero los precios a la baja o no han sido permanentes o la producción de crudo ha sido abundante. Hoy tenemos el mundo de cabeza: los precios están altos pero la producción no sólo no se ha estabilizado sino que ha caído, aunque marginalmente (no estoy considerando condensados). Y, debido a los requerimientos financieros de Pemex, la renta no aporta gran cosa al gobierno.

Mientras el gobierno federal gozó de una renta derivada de la exploración, producción y exportación de crudo, el sistema de incentivos hizo que el cordón resistiera cualquier alteración. Hubo momentos en que se hizo más delgado, precisamente cuando el precio del barril declinó y por tanto la renta se redujo. Esto explica el poco o nulo impacto de los Foros en el Senado en 2008, año histórico donde los ingresos petroleros llegaron a financiar el 40% del gasto programable y la renta petrolera tuvo la más alta participación en los ingresos presupuestarios. La reforma energética que inició el anterior gobierno estimó hacer todo lo posible por acercarla o convertirla en una empresa pública como otras en el mundo (para eventualmente quitar el cordón umbilical). Este intento dio como resultado que Pemex se endeudara en dólares igual que la totalidad del gobierno federal, un caso único en el mundo. No puede obviarse que ocurrió esto precisamente cuando los precios del crudo colapsaron a niveles no vistos en décadas. En 2014 precisamente un mes después de que iniciara la caída de los precios del barril, la reforma estaba aprobada a nivel constitucional. La suerte estaba echada para Pemex, el cordón umbilical y las finanzas públicas federales. En esos años la Secretaría de Hacienda se negó una y otra vez, a siquiera discutir una reducción del DUC de 68%. Qué dirían los ex directores de hoy si supieran que el DUC ya está en 30% y que se han otorgado créditos fiscales, o postergaciones de su pago a la Tesorería por 4 meses, con los niveles de precio de alrededor de 80 dólares por barril.

Hoy, Pemex cuenta con los recursos financieros -en teoría- para seguir en pie. Reducciones y postergaciones de pago de impuestos y otras medidas fiscales ya no tienen razón de aplicarse o considerarse. Se requiere una salida no financiera con una visión fiscal de largo plazo. Y, para ello, se necesita un Pemex realmente verde. Esto quiere decir un Pemex que adopte el concepto de sostenibilidad de manera total, casi existencial, y que construya un plan de largo plazo con horizontes a 2050 o más y revise de estrategias de corto y mediano plazos que no coincidan con cambios de gobierno. La sostenibilidad pasa por temas obvios como la reducción de efectos invernadero, medio ambiente, seguridad operativa, temas que afectan a personas y a la sociedad y lo más importante, aspectos cruciales de gobernanza. Un Pemex verde necesita tener un mapa de navegación que asuma de manera programática los riesgos de una transición energética de largo plazo. El aumento de la demanda de productos bajos en carbono propios de los mercados energéticos globales es algo que requiere atención urgente. El efecto del cambio climático sobre la misma operación de Pemex tendría que pasar por al menos considerar la eliminación o reducción de subsidios. Un Pemex verde es volverse un defensor genuino y creíble del medio ambiente. Los eventos recientes en las refinerías son sólo la punta del iceberg sobre este tema. Las métricas para ello tendrían que aspirar a una reducción a la mitad de la intensidad de las emisiones en exploración y producción y refinación para el 2030. En el primero, acercarse al 100% del aprovechamiento de gas, reducir significativamente la reducción de emisiones de metano y ya no quemar gas.

Un Pemex verde tiene muchas más y mejores oportunidades de negocio que el Pemex histórico, desde luego. No hay espacio aquí para identificarlas y profundizar en ello pero en captura y almacenamiento de carbono, petroquímica, producción de hidrógeno verde/azul, energías limpias y biocombustibles pueden ser áreas muy prometedoras. Pero lo más importante es que concebir a un Pemex verde sería una bocanada de aire fresco en el debate interminable de sector público vs privado, privatización vs estatización, globalización vs soberanía, y los que se acumulen. Pensar un Pemex verde ayudaría significativamente a oxigenar a los mercados tanto nacionales como globales respecto a Pemex y podría potenciar un caudal de financiamientos menos umbilicales. Es un tema que desde luego desarrollaré más adelante.

La despetrolización de las finanzas públicas federales a través de un Pemex verde además tiene el discreto encanto de reconvertir nuestro pacto fiscal superando la adición de las finanzas públicas federales respecto de la renta petrolera, para concentrarnos en la recaudación de impuestos y como dije, su apropiada aplicación. EL Economista

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de marzo de 2024



2

## **iSe hunde Pemex!**

**N**o hay ningún fortalecimiento en esa empresa perdidosa y presupuestívora. De hecho, todo lo contrario, como se demuestra en un reportaje del pasado lunes...

La promesa principal en la campaña electoral de Claudia Sheinbaum es el ofrecimiento de continuidad. Ni siquiera se imaginan los estrategas a cargo, de la imposibilidad de dicha ilusión. La nave de la 4T hace agua por muchos de sus flancos, que obligadamente requerirán de reparación. Uno de ellos, el de la empresa estatal Pemex, encargada, supuestamente, de fortalecer el monopolio estatal “nacionalista” en la industria petrolera.

No hay ningún fortalecimiento en esa empresa perdidosa y presupuestívora. De hecho, todo lo contrario, como se demuestra en la nota periodística del lunes pasado aquí en El Economista “Pemex eleva gastos y tiene su peor desplome en rentabilidad en una década”. Quizá el pasaje más importante en el reportaje, sea lo relativo a la forma en como la administración encabezada por el agrónomo Oropeza fracasó en la consecución de sus metas. En ese respecto, mientras que las finalidades, que se quedaron cortísimas, eran de lograr al cierre de 2023 1.3 millones de barriles en la producción de gasolina, diésel y demás petrolíferos y de 2 millones de barriles en la extracción de crudo y condensados, en el periodo 2021-2023 “la producción de petrolíferos subió apenas 11.2 % y la de crudo 6.8 por ciento. Incidentalmente, el periodo correspondiente a los más grandes subsidios por parte del gobierno federal.

En el reportaje citado, una atención especial se prestó al deterioro que han tenido los indicadores de rentabilidad de la entidad. Según la nota, en el 2023 Pemex tuvo “su peor retroceso en rentabilidad en cuando menos una década, lo que coincidió con una notable alza en sus gastos operativos”. En concreto, el margen de ganancias antes del pago de impuestos, intereses, depreciación y amortización significó en el 2023 un desplome de diez puntos porcentuales con respecto al nivel de 2022, situándose en 21% de sus ventas totales. En el 2023, en cuanto a ese indicador, Pemex se ubicó muy por debajo de empresas como Petrobras (54%), Equinor (41%), Chevron (24%) y Eni (23%).

Por su parte, como ya se enunció, el año pasado los gastos operativos de Pemex crecieron 35.7 % para situarse en un nivel récord de 228.2 miles de millones de pesos. En el 2023 también los gastos administrativos de la empresa estatal crecieron de manera importante, aunque en menor proporción que los operativos. ¡Medalla de plástico para el agrónomo Oropeza al frente de Pemex! El Economista

## **Pemex y Slim analizan revivir campo petrolero**

**P**etróleos Mexicanos (Pemex) y el equipo del inversionista multimillonario Carlos Slim están discutiendo el desarrollo de lo que sería el primer campo de gas natural en aguas profundas del país, dijeron dos fuentes a Reuters, buscando revivir un proyecto abandonado dos veces antes.

Petróleos Mexicanos (Pemex) y el equipo del inversionista multimillonario Carlos Slim están discutiendo el desarrollo de lo que sería el primer campo de gas natural en aguas profundas del país, dijeron dos fuentes a Reuters, buscando revivir un proyecto abandonado dos veces antes.

Las fuentes, ambas con conocimiento directo del asunto, dijeron que ejecutivos de empresas controladas por la familia Slim se reunieron el martes con Pemex para discutir el campo de gas del Golfo de México. Una de las fuentes dijo que habían acordado reunirse nuevamente.

El campo Lakach ha sido aclamado como una posible puerta de entrada a una nueva frontera de gas mexicano en aguas profundas y las fuentes dijeron que Pemex ha declarado que es una máxima prioridad encontrar un nuevo socio después de su último retiro a fines del año pasado.

Pemex quiere desarrollar el campo costa afuera mediante un contrato de servicios donde los socios financian proyectos por adelantado, un mecanismo utilizado antes de la apertura del sector energético del país durante las reformas, dijo una de las fuentes.

Reuters no pudo determinar si las empresas de Pemex y Slim planean seguir adelante con el proyecto o si otros estarían involucradas. Las fuentes dijeron que Pemex también se había acercado a otras empresas.

Pemex no respondió de inmediato a una solicitud de comentarios. Un portavoz de Slim declinó hacer comentarios.

El presidente Andrés Manuel López Obrador ha dicho que el campo Lakach podría ser clave para suministrar el gas que tanto necesita México y acercar al país a la autosuficiencia energética. Ubicado a unos 90 kilómetros del puerto de Veracruz en el Golfo, contiene aproximadamente 900,000 millones de pies cúbicos de gas.

Hasta ahora, Pemex ha gastado 1,400 millones de dólares en el desarrollo del campo. Los planes para producir gas en el campo se archivaron también en 2016, porque se consideró demasiado caro. El Economista

### Perdió terreno la energía limpia en generación de la CFE

En su plan de negocios 2024-2028 la estatal prevé un aumento anual de la demanda eléctrica de 2.3% y contempla inversiones por casi 450,000 millones de pesos.

Entre el 2021 y el 2022 la Comisión Federal de Electricidad (CFE) redujo el aporte de la energía limpia en su total de generación eléctrica de 26.3% a 24.4%, con lo que la cuota se mantuvo muy por debajo de la referencia de 35%, que es la meta que tiene México como país para este 2024.

De modo que un total de 58,121 gigawatts hora fueron generados mediante energía geotérmica, nuclear, eólica, hidroeléctrica y fotovoltaica en el segundo semestre del 2022, esto es el 24.4% de la energía aportada por la estatal eléctrica en ese periodo, que en total fueron 238,092 gigawatts hora según el último dato del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía.

El año previo, 2021, un total de 59,179 gigawatts hora fueron generados mediante fuentes limpias por la CFE. Esto fue 26.3% del total de generación bruta de la empresa en el segundo semestre del 2021, que fueron 225,163 gigawatts hora.

Por tanto, aunque la generación de la CFE en un año creció 5.7%, la de energía limpia incluso tuvo 1.9 puntos porcentuales menos de participación en el total, al caer en 1.7% en volumen real, según lo reportado por la propia estatal eléctrica a través de la Secretaría de Energía.

Esto incluye a los productores independientes de energía. Los PIE tienen como objetivo la venta de energía eléctrica a la CFE exclusivamente, la capacidad instalada a junio 2023, corresponde a 15,837.6 megawatts con 33 centrales de generación: 27 de ciclo combinado (15,224.7 megawatts) y seis eólicas (612.8 megawatts). Continúa pendiente por entrar en operación la central de Topolobampo III con 831.0 megawatts.

Y la tendencia del consumo nacional de electricidad será creciente, según lo proyectado, aunque este crecimiento no aplica para las energías limpias.

“El consumo neto de red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que no considera los usos propios de generación, tuvo un incremento 3.9% en 2022”, dice el Plan de Negocios, “para el período de planeación 2024-2028, se espera que el consumo de electricidad recupere su tendencia. Respecto a la demanda máxima, se espera que crezca 2.3% en el período 2024-2028, en línea con lo estimado en el Prodesen 2023-2037. En 2023 se observó un incremento de más de 10% debido a las altas temperaturas registradas durante el verano”.

### Subsidios al consumo básico

En Plan de Negocios de este año consideró como año completo auditado en algunos rubros sólo hasta el 2022 y por ejemplo, ese año, el subsidio a consumidores de bajo consumo y agrícolas pasó de 70,279 a 82,187 millones de pesos entre 2021 y 2022. Es el más alto reportado por la empresa en su historia.

Ya en lo correspondiente a las proyecciones de gasto de capital, la empresa estatal planea invertir 446,267 millones de pesos en un plazo de cinco años. De éstos, en generación de energía contempla una inversión de 191,841 millones de pesos. En transmisión se contempla incluso un monto menor: de 108,205 millones de pesos, mientras que para distribución se espera invertir un total de 135,838 millones de pesos. El Economista



# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de marzo de 2024

## El tamaño de la sumisión del IFT

4

La semana pasada, le expliqué en este espacio la simulación perpetrada por el Instituto Federal de Telecomunicaciones (IFT) para permitirle a CFE Telecom prestar servicios a usuarios finales, en violación flagrante de la Reforma Constitucional en Telecomunicaciones y Competencia Económica de 2013. Recordemos que el IFT nació en 2013, precisamente como consecuencia de esa reforma constitucional, por lo que lo menos que uno esperaría del Instituto es que defendiera el marco jurídico que le dio su razón de ser. A 10 años de distancia, es muy triste darse cuenta de que de nada sirve tener un órgano constitucional autónomo con dientes de tiburón blanco si éste es encabezado por charales.

Ahora, como consecuencia del sometimiento del IFT, el gobierno de la Cuarta Regresión, propone la mafuada de una Red Nacional de Telecomunicaciones (eufemismo con el que pretenden ocultar su intención de crear una empresa comercial de telecomunicaciones, debidamente subsidiada, para que las manejen los amigos de Andy). Esta tontería, condenada a tirar dinero para beneficiar a los políticos y sus amigos contratistas y, eventualmente, quebrar, es violatoria de la Constitución (por lo expuesto en mi artículo anterior) y de la Ley Federal de Telecomunicaciones y Radiodifusión (la Ley), por lo siguiente: Independientemente de la simulación de origen con la que nació CFE Telecom, el artículo 141 de la Ley, en relación con el 3º, fracción XXXVIII, establece la "neutralidad a la competencia" como obligación para aquellas redes donde haya propiedad pública (como es el caso de CFE Telecom), a fin de que no distorsionen nuestro sistema constitucional de libre mercado en competencia. Por eso, el título de concesión original de CFE Telecom limitó su cobertura a zonas no atendidas o con servicios limitados, como cobertura 3G no garantizada; es decir, a la falta del servicio o a su prestación limitada o deficiente.

La modificación que acaban de aprobar los muchachos del IFT, que permite la prestación de servicios por parte del gobierno (en época electoral, casualmente) en zonas con 3G garantizada, es ilegal porque la cobertura con 3G garantizada es algo que el IFT reconoce oficialmente como un servicio con la calidad requerida, y que supone las consecuentes inversiones y mantenimiento por parte de los operadores privados, que ahora resentirán la competencia desleal de un operador público fuertemente subsidiado. Es decir, el IFT pretende desconocer sus propias definiciones de servicios garantizados y permite la operación de CFE Telecom ahí donde inevitablemente afectará a la competencia, particularmente a Telefónica, cuyo ARPU es menos de la mitad de los de Telcel o ATT, y a los operadores móviles virtuales, sobre todo los asociados a Altan Redes, cuyos clientes objetivo son precisamente personas de bajos ingresos.

Otro aspecto importante es que la cobertura de CFE Telecom es por exclusión. De acuerdo con el título de concesión original no podía prestar servicios donde hubiera 4G o 3G garantizada, y solamente podía hacerlo donde hubiera únicamente 3G diferenciada (no garantizada) o inferior (2G). Con la reciente modificación, los charales del IFT le permiten a López Obrador prestar servicios donde haya incluso 3G garantizada, lo que tira al suelo su rollo populista de llevar telecomunicaciones a los desconectados. Lo que quiere es comprar votos y pagarlos con tiempo aire, y al IFT le tiemblan las piernas para defender a las empresas del sector que mal regula.

De acuerdo con el reporte del propio IFT sobre coberturas al final del 2022, la cobertura 3G diferenciada de ATT y Telefónica es de 90% y 80%, respectivamente, pero la garantizada es de un 55%. Este 55% de cobertura garantizada de AT&T y Telefónica constituye el enorme grupo de usuarios que el IFT otorga para que el gobierno deprede a la competencia con ingentes subsidios electoreros.

Agradezco a un importante ex funcionario del IFT sus observaciones sobre este tema y sus implicaciones en cuanto al volumen de usuarios comprometidos. El Economista

8 de marzo de 2024

5

## Gobierno chileno busca atraer más jugadores a negocio del litio

El Ministerio de Hacienda informó que en 2026 se tendrán tres o cuatro proyectos adicionales a Albemarle y SQM en desarrollo.

Fue un anuncio que no vino del Ministerio de Minería ni de Corfo: provino de Hacienda. El titular de esa cartera en Chile, Mario Marcel, señaló en Antofagasta que **“hemos establecido una meta: en 2026 vamos a tener tres o cuatro proyectos adicionales de litio en desarrollo, adicionalmente a Albemarle y SQM”**.

Y agregó que “en las próximas semanas vamos a conocer definiciones de cuáles son los pilares estratégicos, los salares protegidos y los que están abiertos para la extracción”, un anuncio que corresponde a la cartera de Minería, que ha dicho que en el primer trimestre se dará a conocer esta definición y que antes de mediados de año se tendrán las reglas relativas a la inversión.

En el contexto de la visita de la secretaria del Tesoro de Estados Unidos, Janet Yellen, y de la visita que ambos hicieron a las instalaciones productivas de litio Albemarle, en Antofagasta, Marcel explicó -con sacos carbonato de litio como telón de fondo- que la política también incluye “diversificar la producción de litio en Chile para tener más actores, más agentes participando en esta industria”. Y expresó, con un toque enigmático, que “eso también se traduce en la forma en que tenemos la intención de movernos o de avanzar hacia el futuro”.

El titular de Hacienda invitó a los inversionistas a interesarse por estos proyectos de litio en nuestro país: “Animo a los inversionistas a nivel mundial que vengan, que se nos acerquen cada vez que viajemos y que vengan a nosotros, que nos hagan preguntas sobre el litio para caminar más de cerca con la información que vamos a proveer la próxima semana”, adelantó Marcel.

La secretaria del Tesoro dijo estar “súper impresionada por la agenda climática chilena, tan ambiciosa”.

Destacó que “Chile lidera las finanzas sostenibles, ya que es el primero de la región en emitir bonos verdes y bonos vinculados a la sostenibilidad”, pero además resaltó que “aproximadamente 60% de su energía viene de fuentes de cero carbono, incluyendo un cuarto que se genera en esta región”.

Y concluyó que “todo esto hace que Chile sea exactamente el tipo de socio que necesitamos en la transición hacia la energía limpia”. Cabe recordar que la canadiense Lithium Chile suscribió un acuerdo con la francesa Eramet para explorar cuatro salares en busca de litio que posee la primera de las mencionadas empresas.

El pacto incluye los salares de Llamara, Aguilar, Río Salado y Aguas Caliente, los cuales cubren un área expansiva que supera las 40,000 hectáreas, lo que muestra un potencial significativo para la exploración y el desarrollo minero, dijo Lithium Chile.

“La asociación con Eramet significa un paso fundamental para Lithium Chile, ya que aprovecha la amplia experiencia y capacidades de un distinguido líder de la industria para acelerar los esfuerzos de exploración en cuatro de las propiedades chilenas de la compañía”, dijo Lithium Chile en un comunicado.

De acuerdo con el pacto sellado por ambas firmas, Eramet emprenderá un programa de exploración, que se llevará a cabo en tres fases separadas durante los próximos 4 años. El programa de exploración total proyectado es del orden de 20 millones de dólares. El Economista



# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de marzo de 2024

6

## Energía fósil lidera IED en Colombia durante 2023

Colombia registró un récord en flujos de inversión extranjera directa en 2023, liderado por la misma industria que el presidente Gustavo Petro ha prometido eliminar gradualmente: la del petróleo y el carbón.

Colombia registró un récord en flujos de inversión extranjera directa en 2023, liderado por la misma industria que el presidente Gustavo Petro ha prometido eliminar gradualmente: la del petróleo y el carbón.

La Nación recibió 17,400 millones de dólares en inversión directa del exterior, de los cuales el 34% se destinó a combustibles fósiles, según datos publicados la semana pasada por el banco central. En contraste, en 2022, había recibido cerca de 17,000 millones de dólares en inversión, en 2020, cerca de 8,000 millones de dólares, y en 2017, 14,000 millones de dólares.

Por su parte, el ministro de Ambiente, Andrés Camacho, asumió la transición energética como bandera de Gobierno, promoviendo las energías limpias como la solar y eólica, esperando inversiones verdes.

Cabe recordar que el mes pasado, la directora gerente del Fondo Monetario Internacional, Kristalina Georgieva dijo que los países necesitan cambiar unos 7 billones de dólares anuales en subvenciones directas e indirectas a los combustibles fósiles para ayudar a financiar la lucha contra el cambio climático.

La funcionaria declaró en el Foro Económico Mundial de Davos que el total de las subvenciones a los combustibles fósiles incluye 1.3 billones de dólares en subvenciones directas de los gobiernos, así como subvenciones indirectas que incluyen la falta de fijación del precio de las emisiones de carbono. Añadió que este precio debe fijarse en 85 dólares por tonelada para 2030.

Fijar el precio del carbono en 25% de esa tasa generaría 800,000 millones de dólares en fondos que podrían utilizarse para mitigar el cambio climático, mientras que una tasa de 50% generaría 1.5 billones de dólares, afirmó durante un panel sobre el clima en el que también participó el presidente del Banco Mundial, Ajay Banga. El Economista

## Impulsan primer proyecto mundial de portador de hidrógeno orgánico líquido a escala comercial

**El hidrógeno limpio permite transportar y almacenar de forma más segura, eficiente y eficaz utilizando la infraestructura existente**

La empresa energética japonesa ENEOS desarrollará el **primer proyecto mundial de portador de hidrógeno orgánico líquido (LOHC, por sus siglas en inglés)** a escala comercial, para lo cual utilizará tecnología de la firma Honeywell.

La solución permite el transporte de hidrógeno limpio a largas distancias, **ayudando a satisfacer las demandas de uso de combustible** y los requisitos de seguridad en diversos sectores, a la vez que se **aprovechan los activos e infraestructuras de refinamiento existentes**, explicó Honeywell este jueves.

Agregó que este proyecto está alineado con sus tres megatendencias estratégicas: la automatización, el futuro de la aviación y la **transición energética**.

“Con un transporte de larga distancia más rentable, nuestro portador de hidrógeno orgánico líquido proporciona un método más eficiente de adecuar la oferta y la demanda internacional del combustible, lo que le permite desempeñar un papel crucial en la combinación energética a medida que avanzamos hacia economías con bajas emisiones de carbono”, dijo **José Fernandes**, presidente de Honeywell LATAM y VPGM de Energy & Sustainability Solutions (ESS).

Apuntó que este es uno de los varios proyectos de transporte de hidrógeno en los que colaboran Honeywell y ENEOS. En la solución LOHC, el gas hidrógeno se combina químicamente mediante el proceso de hidrogenación de tolueno de Honeywell en **metilciclohexano (MCH)**, el cual es un conveniente portador líquido, compatible con la infraestructura existente.

Con base en ello, agregó que el combustible de estos emplazamientos se exportará del mismo modo que los productos petroquímicos a ENEOS en Japón en forma de MCH. Una vez en su destino, el hidrógeno se recuperará mediante el proceso de deshidrogenación del MCH y se liberará para su uso, mientras que el tolueno podrá devolverse para ciclos posteriores.

“Se espera que este combustible desempeñe un papel fundamental en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. En condiciones normales, es un gas inflamable de baja densidad y no puede transportarse de forma eficiente y segura. Las soluciones actuales para transportar hidrógeno incluyen licuarlo y utilizar portadores químicos como el amoníaco, cada uno de los cuales requiere infraestructuras adicionales para producirlo y transportarlo”, añadió. EAD

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de marzo de 2024



## Inicia la CNH procedimiento de devolución de área contractual por parte de Eni México

**El contratista ejerce su derecho a dar por finalizado este contrato, dijo la CNH**

Esta mañana, la **Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)** aprobó el inicio y tramitación del **Procedimiento de Terminación Anticipada (PTA)** por **devolución** de la totalidad del área con número **CNH-R03-L01-G-CS-01/2018**, adjudicada a **Eni México** junto con la rusa **LUKoil de México** en 2018, ubicada en aguas del Golfo de México frente al Puerto de Coatzacoalcos, Veracruz.

El pasado **15 de febrero**, la italiana Eni notificó a la CNH por escrito la devolución del área contractual, localizada en aguas someras y con extensión de 807.7 kilómetros cuadrados, y cuyo contrato está bajo la modalidad de producción compartida.

Apenas el 21 de septiembre de 2023, la Comisión había aprobado a la operadora modificaciones al **Plan de Trabajo y el presupuesto asociado** por un monto de **1.74 millones de dólares** a invertir en una prórroga en su Plan **por 11 meses**, plazo que finalizaría el próximo **4 de mayo**.

*“El Contratista ejerce su derecho a dar por finalizado este Contrato con fundamento en la cláusula 4.2 contractual, mediante notificación por escrito a la CNH, con fecha efectiva de renuncia del 4 de mayo de 2024, de acuerdo con la información proporcionada por las distintas áreas de la Unidad Jurídica de la Comisión para evaluar la procedencia de la terminación anticipada del Contrato”, expuso la CNH en la sesión 13 ordinaria de su órgano de gobierno.*

Los trabajos de Eni México en esta área se encontraban en **etapa inicial de exploración**, actividad a la que asignó **16.1 millones de dólares** en junio de 2023, el mayor monto aplicado desde que se le otorgó el área.

Aprueban a Pemex dos Planes de Desarrollo

En la misma sesión de esta mañana, la CNH bajo la presidencia de **Agustín Díaz Lastra** aprobó dos **planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de Petróleos Mexicanos (Pemex)**.

El primero corresponde a al **campo terrestre Xinich**, perteneciente a la asignación **AE-0142-4M-Comalcalco**, ubicado en el municipio de Jalpa de Méndez, a 27 km de la ciudad de Villahermosa, Tabasco.

“El campo Xinich fue descubierto con la perforación del pozo Xinich-1EXP en 2022 y resultó productor de aceite y gas en yacimientos del Mioceno y Plioceno”, refirió la CNH.

El objetivo es iniciar el Plan de Desarrollo del campo, luego de haberse aprobado con anterioridad su etapa de Transición, y con ello **dar continuidad a la Perforación y Terminación de dos pozos** mediante la ejecución de nueve reparaciones mayores (RMA), 129 reparaciones Menores (RME) y la construcción de dos ducto, agregó el organismo.

Pemex estima una inversión total en el Plan de **133.08 millones de dólares (mmdd)**, con lo que espera recuperar un volumen de **4.39 millones de barriles (mmb)** de aceite y **11.35 mil millones de pies cúbicos (mmmpc)** de gas entre 2024 y el límite económico en el 2045.

La CNH detalló que el área del campo tiene una superficie aproximada de 8.10 km<sup>2</sup>. Su yacimiento productor se encuentra en el Mioceno Superior – Plioceno Inferior, con tipo de fluido **aceite negro y gas seco de densidad entre los 15.9 y 25.23 grados API**.

El otro Plan de Desarrollo está relacionado con el campo **Xanab SE**, perteneciente a la asignación **AE-0151-M-Uchukil**.

En este caso, el objetivo es iniciar el Plan de Desarrollo para la Extracción para dar continuidad operativa a dos pozos mediante **la perforación y terminación de un pozo**, seis Reparaciones Menores (RME) y la construcción de infraestructura, con lo que se pronostica recuperar un volumen de **22.12 mmb** de aceite y **16.72 mmmpc de gas**, con una inversión total **217.30 mmdd** a efectuar entre el 2024 y el 2038.

Xanab SE ocupa un área de 10.52 km<sup>2</sup>, es productor de aceite negro de densidad 37 grados API en un yacimiento en el Cretácico. Se localiza a 14 km al noroeste del Puerto Marítimo de **Dos Bocas**, Tabasco, y a 6.8 km al sureste de la plataforma Xanab-D.

La CNH también explicó que el descubrimiento del campo Xanab SE ocurrió en 2022 mediante el pozo **Xanab-201EXP**. Su programa de Transición fue aprobado en enero de 2023, en donde se incorporó un pozo adicional, acumulando en este periodo **2.72 mmb** de aceite y **2.26 mmmpc de gas**. **EAD**