

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

21 de noviembre de 2023

Pemex devuelve campo petrolero que ganó en la ronda 3.1

1

La estatal se sumó a las empresas que han renunciado a áreas contractuales por escaso éxito exploratorio; hasta 5,420 kilómetros cuadrados serían reincorporados para futuras licitaciones.

Petróleos Mexicanos (Pemex) se sumó a las empresas que han devuelto contratos adjudicados en las rondas de la pasada administración, luego de que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) concluyó la renuncia a la totalidad de un área contractual equivalente al 10% de lo que recibió como operador en la administración pasada. El área se ubica en aguas someras, frente a la costa de Tabasco, con una superficie de 1,027.39 kilómetros cuadrados, correspondiente al contrato CNH-R03-L01-G-CS-02/2018 en la modalidad de producción, operado por Pemex Exploración y Producción.

En la licitación 3.1 en que Pemex fue la mayor ganadora, el gobierno aseguró que se ejecutarían inversiones de más de 8,600 millones de dólares entre los 16 contratos adjudicados. De esta forma, se esperarían por lo menos 540 millones de dólares por bloque, en caso de que resultaran exitosos desde la exploración, lo que no fue el caso de este bloque, que fue devuelto con un pago de 20,031 dólares por concepto de derechos por exploración pagados al Estado, únicamente.

En rondas, Pemex obtuvo la adjudicación de ocho bloques petroleros para fungir en el rol de operador en una superficie conjunta de 9,673 kilómetros cuadrados.

Según se aprobó en la 22 sesión extraordinaria del órgano de gobierno del regulador, el 27 de octubre pasado, la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos (UATAC) entregó el informe de conclusión relativo a la verificación del cumplimiento de las cláusulas contractuales, así como a lo previsto por la normatividad aplicable.

En el informe presentado, la UATAC constató el cumplimiento de las obligaciones contractuales y de las demás obligaciones subsistentes por parte del contratista, que en este caso se trató de la empresa del Estado.

verificación de otras autoridades, explicaron. El proyecto de autorización de la renuncia que presentó el equipo técnico al órgano de gobierno de la CNH no incluyó sanciones para Pemex Exploración y Producción por esta renuncia, ya que hasta la fecha de su solicitud se mantuvo al corriente de sus obligaciones de inversión en el área.

Según el seguimiento de administración de contratos que realiza la CNH, para esta área se comprometieron 2,668 unidades dentro del programa mínimo de trabajo a cumplir que incluyó actividades exploratorias y de inspección y delimitación del campo. Finalmente, se llevaron a cabo trabajos equivalentes a 4,788 unidades, con lo que quedó rebasada la obligación de la contratista, aunque no hubo ninguna perforación de pozos durante los trabajos.

Originalmente, el contrato tendría una vigencia de 30 años, con lo que concluiría en 2048, luego de su inicio en junio de 2018.

De manera oficial un total de 5,420 kilómetros cuadrados de áreas petroleras serán reincorporados para futuras licitaciones ya que fueron objeto de renunciaciones que ya concluyeron por parte de seis contratistas, según información de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Esta superficie es menos de la mitad de lo que han devuelto los contratistas, ya que una vez concluidos los procesos de renuncia que siguen en evaluación se habrá regresado al Estado 24 áreas, que son más de la quinta parte de lo que se adjudicó en la administración pasada mediante contratos.

A la vez, la CNH confirmó que el país tiene todavía el equivalente a 23% de los recursos hidrocarburos con posibilidad de extracción sin desarrollo alguno y sin formar parte de alguna asignación de Pemex o contrato de alguna empresa en el país.

Desde abril pasado, la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (Amexhi) alertó sobre la caída que se observará en los próximos dos años en la actividad exploratoria de las petroleras privadas que han llegado a México. El Economista

21 de noviembre de 2023



2

Pemex devuelve campo petrolero que ganó en la ronda 3.1

La estatal se sumó a las empresas que han renunciado a áreas contractuales por escaso éxito exploratorio; hasta 5,420 kilómetros cuadrados serían reincorporados para futuras licitaciones.

Petróleos Mexicanos (Pemex) se sumó a las empresas que han devuelto contratos adjudicados en las rondas de la pasada administración, luego de que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) concluyó la renuncia a la totalidad de un área contractual equivalente al 10% de lo que recibió como operador en la administración pasada.

El área se ubica en aguas someras, frente a la costa de Tabasco, con una superficie de 1,027.39 kilómetros cuadrados, correspondiente al contrato CNH-R03-L01-G-CS-02/2018 en la modalidad de producción, operado por Pemex Exploración y Producción.

En la licitación 3.1 en que Pemex fue la mayor ganadora, el gobierno aseguró que se ejecutarían inversiones de más de 8,600 millones de dólares entre los 16 contratos adjudicados. De esta forma, se esperarían por lo menos 540 millones de dólares por bloque, en caso de que resultaran exitosos desde la exploración, lo que no fue el caso de este bloque, que fue devuelto con un pago de 20,031 dólares por concepto de derechos por exploración pagados al Estado, únicamente.

En rondas, Pemex obtuvo la adjudicación de ocho bloques petroleros para fungir en el rol de operador en una superficie conjunta de 9,673 kilómetros cuadrados.

Según se aprobó en la 22 sesión extraordinaria del órgano de gobierno del regulador, el 27 de octubre pasado, la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos (UATAC) entregó el informe de conclusión relativo a la verificación del cumplimiento de las cláusulas contractuales, así como a lo previsto por la normatividad aplicable.

En el informe presentado, la UATAC constató el cumplimiento de las obligaciones contractuales y de las demás obligaciones subsistentes por parte del contratista, que en este caso se trató de la empresa del Estado.

Adicionalmente, se dejaron a salvo las facultades de verificación de otras autoridades, explicaron. El proyecto de autorización de la renuncia que presentó el equipo técnico al órgano de gobierno de la CNH no incluyó sanciones para Pemex Exploración y Producción por esta renuncia, ya que hasta la fecha de su solicitud se mantuvo al corriente de sus obligaciones de inversión en el área.

Según el seguimiento de administración de contratos que realiza la CNH, para esta área se comprometieron 2,668 unidades dentro del programa mínimo de trabajo a cumplir que incluyó actividades exploratorias y de inspección y delimitación del campo. Finalmente, se llevaron a cabo trabajos equivalentes a 4,788 unidades, con lo que quedó rebasada la obligación de la contratista, aunque no hubo ninguna perforación de pozos durante los trabajos.

Originalmente, el contrato tendría una vigencia de 30 años, con lo que concluiría en 2048, luego de su inicio en junio de 2018.

De manera oficial un total de 5,420 kilómetros cuadrados de áreas petroleras serán reincorporados para futuras licitaciones ya que fueron objeto de renuncias que ya concluyeron por parte de seis contratistas, según información de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Esta superficie es menos de la mitad de lo que han devuelto los contratistas, ya que una vez concluidos los procesos de renuncia que siguen en evaluación se habrá regresado al Estado 24 áreas, que son más de la quinta parte de lo que se adjudicó en la administración pasada mediante contratos.

A la vez, la CNH confirmó que el país tiene todavía el equivalente a 23% de los recursos hidrocarburos con posibilidad de extracción sin desarrollo alguno y sin formar parte de alguna asignación de Pemex o contrato de alguna empresa en el país.

Desde abril pasado, la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (Amexhi) alertó sobre la caída que se observará en los próximos dos años en la actividad exploratoria de las petroleras privadas que han llegado a México. El Financiero

21 de noviembre de 2023

3

SQM aporta ingresos récord al fisco en Chile; duplica a los de Codelco

El dato de la minera privada (cuyo principal negocio es el litio) superó el aporte realizado por la estatal Codelco para el mismo periodo: 1,102 mdd.

Un precio del litio casi 47% más bajo durante el tercer trimestre de 2023 golpeó las ganancias de la minera chilena SQM. Entre julio y septiembre, las utilidades se desplomaron en 56.4%, pero al considerar los nueve meses del año, la disminución es menos violenta, de 34.3%, sumando 1,809.5 millones de dólares al 30 de septiembre de este año.

En los primeros nueve meses de 2023, la minera no metálica aportó al fisco un total de 2,400 millones de dólares, 100 millones más que en similar período de 2022 y una cifra mayor a lo que entregó al Estado Codelco, con quien precisamente negocia la prolongación del contrato por la extracción de litio en el Salar de Atacama más allá de 2030.

El gerente general de SQM, Ricardo Ramos, explicó que los menores resultados de la compañía fueron “parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de litio, en comparación con el mismo período del año pasado, y mayores niveles de yodo”.

Los ingresos por litio y derivados totalizaron 4,388.7 millones de dólares durante el periodo de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2023, una disminución de 22% en comparación a los 5,627.8 millones de dólares registrados a septiembre de 2022.

En el llamado “oro blanco”, su principal negocio -les genera el 71% de los ingresos- tienen previsto inversiones que entre 2023 y 2025 llegan a los 2,200 millones de dólares -en el período 2022 y 2024 el gasto en capital era de 1,700 millones de dólares- con desarrollos en Chile, China y Australia, donde hicieron una oferta por la junior Azure Minerals por 900 millones de dólares.

Carlos Díaz, vicepresidente de la división de litio, explicó que la lógica detrás de esta apuesta es aumentar la capacidad al máximo para aprovechar la reactivación del mercado y, consecuentemente, una futura alza de precio.

A su vez, el CEO de SQM proyectó que las cotizaciones de este mineral posiblemente sigan bajas este último trimestre de 2023.

No obstante, “seguimos viendo fundamentos sólidos detrás del crecimiento de la demanda del litio a largo plazo, respaldados por sólidos volúmenes de ventas de vehículos eléctricos y objetivos de descarbonización en el mundo”, dijo.

Cabe destacar que SQM concretó el proceso de adquisición de la compañía francesa de extracción directa de litio Adionics, transacción que fue informada en el marco de la entrega de sus resultados al tercer trimestre. La operación totalizó 20.3 millones de dólares.

La firma gala es considerada pionera en extracción selectiva de sales de litio a partir de salmueras continentales, geotérmicas o de agua producida. “Adionics fue creada en 2012 para hacer una extracción selectiva de sales de la salmuera. Inició sus actividades desalinizando el agua del mar y en 2017 realizó un giro estratégico hacia el litio”.

“Actualmente nuestra solución es aplicada esencialmente a la extracción selectiva de litio de las salmueras en el «Triángulo del Litio» en América Latina, entre Argentina, Bolivia y Chile”, señaló el director de ventas del grupo, François-Michel Colomar, en una entrevista con un medio especializado trasandino. El Economista



21 de noviembre de 2023



4

Litio: Argentina reta liderazgo de Chile, usará sus puertos

El litio se ha posicionado en los últimos años como una de las materias primas más codiciadas en el mundo. El boom se explica porque es un metal muy liviano que permite una conducción eficiente del calor y electricidad.

El dinamismo de la minería del litio argentino irrita a los inversionistas que han puesto sus fichas en Chile por varias razones. Una de ellas es que la nación trasandina partió de cero y, según JPMorgan, superará a Chile en el año 2030.

Pero, además, el litio extraído y los insumos necesarios para hacerlo pasarán por puertos chilenos con destino a Asia o la costa oeste de Estados Unidos, donde están clientes como Tesla o BYD.

Desde el Puerto de Antofagasta confirman que Argentina va a exportar su litio por la Segunda Región y que usará su terminal internacional también para traer materia prima, como ceniza de soda.

"Puerto Antofagasta se ha posicionado como una plataforma logística que tiene la capacidad suficiente para transferir tanto las materias primas del litio, como los productos terminados del litio", informó la empresa, que añadió que "esta capacidad le permite movilizar no tan solo productos chilenos, sino que además materias primas para la producción que se realiza en Argentina y también movilizar parte de la producción de litio que sale de Argentina a través de nuestras instalaciones".

"Hoy en día somos uno de los principales puertos por donde se transfiere carbonato de calcio, tanto en la Región de Antofagasta como en el mundo, y estamos plenamente preparados para poder recibir un aumento en materia de volúmenes para esta importante industria, que promueve el desarrollo energías limpias sustentables y la electromovilidad", afirmaron en la compañía nortina.

Pérdida de liderazgo

"Yo creo que Chile, siendo un país minero y siendo súper atractivo para inversionistas extranjeros, que siempre lo ha sido, es importante que todas las instituciones se pongan de acuerdo para no perder el liderazgo ante nuestro país vecino, que es nuestro competidor", señaló al respecto Sebastián Yang, director de Simco y representante en Chile del fondo asiático Simbalik.

"Imagínese todo el futuro que viene en el litio argentino: los camiones de transporte, tanto la materia prima que entra como de producto final que salga, va a pasar por Chile. Nosotros vamos a tener ante nuestros ojos el litio argentino", dijo Yang, lamentando el atraso de las autoridades chilenas en definiciones claves que pueden hacer despegar la industria del litio en Chile.

Daniel Jiménez, Managing Partner at iLiMarkets, actualmente un tercio de la carga de litio sale por Antofagasta y dos tercios, por Buenos Aires. El Banco Mundial ha señalado que "la elección del puerto de exportación tendrá un impacto en las necesidades de infraestructura de transporte para la industria del litio". Así, dependiendo del destino de las exportaciones, para ciertos volúmenes de litio se prefieren los puertos de Chile (destinados a los mercados de Asia o la costa occidental de los Estados Unidos) o el puerto de Buenos Aires. Cabe recordar que la china CATL intentó desembarcar en el china, sin éxito.

"Esto determinará qué tramos de la red de transporte serán los más relevantes. La elección del puerto depende de los desarrollos marítimos globales y los cambios en las escalas de los buques en los puertos, que durante la pandemia dejaron de visitar puertos más pequeños ", señaló el Banco Mundial. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

21 de noviembre de 2023

5

Pemex presume resultados de su refinería en Deer Park

Petróleos Mexicanos destacó que la incorporación de lo que se procesa en la refinería texana ha contribuido a que la petrolera mexicana mejore su proceso de crudo, el cual en cinco años se ha incrementado un 75%.

Luego de dos años de que Petróleos Mexicanos (**Pemex**) adquirió de Shell la totalidad la refinería de **Deer Park**, en Texas, ésta ya registra su mejor desempeño operativo y financiero desde 2007, y es la primera vez que cierra un ejercicio sin deuda, según cifras de la petrolera.

"Desde que Pemex asumió el control de **Deer Park** a principios de 2022, sus resultados han sido sólidos y hemos observado rendimientos netos positivos por 954 millones de dólares en el cierre del año pasado y de 711 millones de dólares al tercer trimestre de 2023, los cuales contrastan con las pérdidas observadas en los tres años previos", indicó Carlos Cortez, director de finanzas de la petrolera mexicana.

Según el directivo, luego de que **Pemex** tomó el control de este complejo, realizó un cambio de rumbo en sus procesos y finanzas, pues fue a partir de 2022 que obtuvieron mayores niveles de utilización y disponibilidad de las plantas, así como menores índices de paros no programados.

En estos casi dos años, **Deer Park** también ha tenido condiciones favorables de mercado en la costa norteamericana del Golfo de México, lo que ha favorecido su generación de Ebitda, la cual ascendió a 1,306 millones de dólares registrados al cierre del año pasado y 895 millones registrados hasta el tercer trimestre del 2023.

Aunado al desempeño financiero, la incorporación de lo que se procesa en la **refinería texana** ha contribuido a que la petrolera mexicana mejore su proceso de crudo, el cual en cinco años se ha incrementado un 75%, y del total de todo lo que refina Pemex, Deer Park aporta 24%, destacó Cortez.

Precios del petróleo repuntan 2% a la espera de la reunión de la Opep+

Los operadores esperan la reunión ministerial de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados en el seno de la Opep+ para conocer la situación futura de la oferta de crudo.

Los **precios del petróleo** volvieron a repuntar este lunes, luego de una subida el viernes, en un mercado con poco volumen, que espera por la reunión de la **Opep+** el próximo domingo.

El barril de **Brent del mar del Norte** para entrega en enero ganó 2.12% para cerrar en 82.32 dólares en Londres.

En tanto, el barril de **West Texas Intermediate (WTI)** para diciembre, ganó 2.25% a 77.60 dólares en Nueva York.

Ambos [contratos subieron un 4% el viernes 17 de noviembre](#), después de que tres fuentes de la OPEP+ dijeron a Reuters que el grupo de productores, formado por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (**OPEP**) y aliados como Rusia, estudiará la posibilidad de realizar nuevos recortes del suministros en su reunión del 26 de noviembre.

"Esperamos que Rusia y Arabia Saudita extiendan sus recortes de producción bastante tiempo en 2024, pero otros recortes, de hasta un millón de barriles por día, podrían añadirse", explicó en una nota Susannah Streeter, de Hargreaves Lansdown.

"Vemos señales de un debilitamiento de la demanda o de una oferta demasiado abundante" en el corto plazo, "así que no me sorprenderían nuevos recortes de la Opep+ antes de las fiestas de fin de año y el primer trimestre" de 2024, sostuvo Stephen Schork, de Schork Group.

Los [precios del petróleo han caído casi un 20% desde fines de septiembre](#), mientras que los diferenciales intermensuales del **Brent** y el **WTI** entraron en contango la semana pasada. En un mercado de contango, los precios inmediatos son inferiores a los de los meses futuros, lo que indica que hay suficiente oferta.

Los operadores también estaban atentos a las señales de destrucción de la demanda debido a una posible recesión en Estados Unidos en 2024 y también considerando una advertencia sobre una posible deflación del minorista líder Walmart Inc. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

21 de noviembre de 2023

6

Petróleo baja más de 14% en las últimas cuatro semanas

El aumento de los inventarios en Estados Unidos, entre los factores de presión.

El petróleo subió cerca de 4% el viernes, ya que los inversionistas que habían tomado posiciones cortas tomaron ganancias, pero eso no evitó que apuntara su cuarta semana consecutiva de pérdidas, con lo que ya baja más de 14% en el último mes.

En tanto, las sanciones de Estados Unidos a algunos transportistas de petróleo ruso prestaron apoyo a los precios.

Los futuros del Brent ganaron 4.12%, a 80.61 dólares el barril, y el West Texas Intermediate (WTI) en Estados Unidos avanzó 4.1%, cerrando en 75.89 dólares. La mezcla mexicana de exportación ganó 3.94% el viernes, para finalizar en 71.96 dólares, según datos de Petróleos Mexicanos.

Luego de que el jueves los precios del crudo cayeron a un mínimo de cuatro meses, los inversionistas que habían tomado posiciones cortas tomaron ganancias, lo que impulsó a los petroprecios. Además, Estados Unidos impuso sanciones a compañías marítimas y buques por transportar petróleo ruso vendido por encima del precio máximo del Grupo de los Siete.

Pese a las alzas del viernes, los tres referenciales no pudieron revertir las pérdidas de días anteriores y sumaron su cuarta baja semanal consecutiva a la baja.

Durante las últimas cuatro semanas, el precio la mezcla se ha hundido 14.94%; el del WTI ha perdido 14.49%, mientras que el Brent ha bajado 12.53 por ciento.

El principal factor que presionó a la baja a los petroprecios esta semana fue el aumento de los inventarios de crudo en Estados Unidos y un nivel récord sostenido de producción.

Ha quedado más claro que el balance de petróleo para lo que queda de este año no es tan ajustado como se esperaba inicialmente", dijeron los analistas de ING en una nota.

La división de análisis sobre materias primas de JPMorgan dijo el viernes que su rastreador de la demanda mundial de petróleo mostró una demanda promedio de 101.6 millones de barriles por día (bpd) en la primera quincena de noviembre, 200,000 barriles por debajo de su proyección para el mes. Reuters

Precios del petróleo hilan su cuarta caída semanal

Durante la última jornada de la semana los precios de los referenciales del crudo repuntaron 4% tras haber tocado mínimos de cuatro meses en la sesión del jueves.

El **petróleo** subió alrededor de un 4% el viernes, ya que los inversores que habían tomado posiciones cortas tomaron ganancias, lo que provocó un repunte de los precios que cayeron a mínimos de cuatro meses en la sesión anterior.

En tanto, las sanciones de Estados Unidos a algunos transportistas de **petróleo** ruso prestaron apoyo a los precios.

Los futuros del **Brent** ganaron 3.19 dólares, o 4.12%, a 80.61 dólares el barril, y el **West Texas Intermediate** en Estados Unidos (**WTI**) mejoró 2.99 dólares, o 4.1%, a 75.89 dólares.

Ambos referenciales sumaron su cuarta baja semanal consecutiva.

Estados Unidos impuso esta semana sanciones a compañías marítimas y buques por transportar petróleo ruso vendido por encima del precio máximo del Grupo de los Siete.

El **aumento de los inventarios de crudo** en Estados Unidos y un nivel récord sostenido de producción presionaron los precios del petróleo esta semana.

El agravamiento de la crisis inmobiliaria en China y la ralentización del crecimiento industrial también pesaron.

"El crecimiento de la demanda de China no ha estado a la altura de las expectativas", dijo Andrew Lipow, presidente de Lipow Oil Associates. Reuters



21 de noviembre de 2023



Duplicará América del Norte capacidad de exportación de GNL en cuatro años

La Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) calculó que para finales de 2027, la región de Norteamérica duplicará su capacidad de exportación de Gas Natural Licuado (GNL).

De acuerdo con cálculos del organismo dependiente del Departamento de Energía de Estados Unidos, la capacidad de exportación cerrará 2027 en 24.3 mil millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), desde 11.4 mmpcd actuales, debido a que México y Canadá están desarrollando por primera vez su infraestructura para la exportación, mientras que la Unión Americana expande sus terminales de exportación.

Al cierre de ese año, la EIA estimó que la capacidad de exportación en México aumentará 1.1 mmpcd, mientras que la ampliación en Canadá alcanzará 2.1 mmpcd y en Estados Unidos el alza será de casi 10 mil millones de pies cúbicos diarios, englobados en un total de 10 proyectos en los tres países.

Sin embargo, el incremento total de la capacidad en México podría estar en riesgo, debido a que Pemex y New Fortress Energy presentan desacuerdos en el proyecto.

Proyectos en México

En México, actualmente se desarrollan tres proyectos para la exportación de GNL con una capacidad combinada de 1.1 mmpcd, y son el proyecto que se desarrolla en Altamira, Tamaulipas, y en Lakach, ambos del lado del Golfo de México, mientras que el tercero corresponde a Energía Costa Azul, ubicado en Baja California.

La instalación de Altamira está integrada por tres unidades, cada una con una capacidad para licuar hasta 0.18 mmpcd de gas natural.

“La primera unidad se ubicará costa afuera y las otras dos unidades se instalarán costa adentro en la terminal de regasificación de GNL de Altamira. Estas unidades se abastecerán con gas natural procedente de Estados Unidos entregado a través del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan. Los desarrolladores esperan las primeras exportaciones de GNL de la unidad costa afuera en diciembre de 2023 y exportaciones de GNL de las unidades terrestres en 2025”, detalló la EIA.

En cuanto al proyecto de GNL de Energía Costa Azul, este contará con una nueva capacidad de exportación de GNL de 0.4 mmpcd para la Fase 1, que está en construcción, y de 1.6 mmpcd para la Fase 2 propuesta.

La terminal de exportación se abastecerá con gas natural de la Cuenca Pérmica de Estados Unidos.

Desarrollo pendiente

Además de estos proyectos, los desarrolladores han propuesto más infraestructura de exportación de GNL para la costa oeste de México, incluidos Saguaro Energía LNG, Salina Cruz FLNG y Vista Pacifico LNG, que tendrían una capacidad de exportación combinada de más de 2.7 mmpcd.

“Estos proyectos utilizarían gas natural importado de Estados Unidos a un costo relativamente bajo para exportar GNL a los mercados asiáticos. Sin embargo, ninguno de estos proyectos propuestos ha llegado a una decisión final de inversión”, precisa la EIA.

La construcción de la infraestructura en Lakach, que está a cargo de Pemex está en duda, pero está planeada para construirse en Veracruz, cerca del campo Lakach y se preveía que estuviera listo para dentro de dos años.

Sin embargo, de acuerdo con la agencia Reuters, el proyecto está en riesgo, pues Pemex dio por terminado el contrato con New Fortress Energy, debido a que la empresa reclamaba un precio muy bajo por el gas natural.

De acuerdo con la agencia informativa, Pemex planea seguir adelante con el proyecto, pero buscará otros socios para su desarrollo, aunque no se precisaron nombres.

Norteamérica

La Administración de Información Energética de Estados Unidos, añadió que se están construyendo dos proyectos de exportación de GNL con una capacidad combinada de 2.1 mmpcd en Columbia Británica, en la costa oeste de Canadá.

Los desarrolladores han programado que LNG Canada, con una capacidad de exportación de 1.8 mmpcd, comience a funcionar en 2025, y Woodfibre LNG, con una capacidad de exportación de 0.3 mmpcd, que comience a funcionar en 2027.

Ambas terminales de exportación recibirán suministro de gas natural procedente del oeste de Canadá. Además, el Regulador de Energía de Canadá (CER, por sus siglas en inglés) ha autorizado 18 proyectos adicionales de exportación de GNL con una capacidad combinada de 29 mmpcd.

Finalmente, en Estados Unidos se están construyendo cinco proyectos de exportación de GNL con una capacidad combinada de exportación de GNL de 9.7 mmpcd: Golden Pass, Plaquemines, Corpus Christi Stage III, Rio Grande y Port Arthur. Los desarrolladores esperan que las exportaciones de GNL de Golden Pass LNG y Plaquemines LNG comiencen a operar en 2024. EAD