

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de junio de 2023

1

Bolivia logra acuerdos sobre litio por 1,400 millones de dólares con la rusa Rosatom y la china Guoan

El Gobierno de Bolivia dijo este jueves que firmó acuerdos sobre litio con la empresa nuclear estatal rusa Rosatom y Citic Guoan Group de China, en momentos en que el país sudamericano busca desarrollar sus enormes reservas del metal.

El Gobierno de Bolivia dijo este jueves que firmó acuerdos sobre **litio** con la empresa nuclear estatal rusa **Rosatom** y Citic Guoan Group de China, en momentos en que el país sudamericano busca desarrollar sus enormes reservas del metal.

Los acuerdos, que prevén una **inversión total de 1,400 millones de dólares**, se asemejan a un [convenio alcanzado en enero entre Bolivia y el gigantesco productor de baterías chino CATL](#) tras un largo proceso de licitación.

"Con estos convenios el país podrá producir alrededor de 100,000 toneladas de carbonato de litio en el año 2025 en los salares de Uyuni, Coipasa y Pastos Grandes", en el sudoeste de Bolivia, dijo el ministro de Hidrocarburos y Energía, Franklin Molina en un evento en La Paz.

En los icónicos salares bolivianos se encuentran los recursos de litio más grandes del mundo, estimados en 21 millones de toneladas, según la agencia geológica estatal estadounidense USGS.

No obstante, el país sudamericano por largo tiempo ha luchado por incrementar la producción industrial o desarrollar reservas comercialmente viables.

Gobiernos, empresas mineras y productoras automotrices desde **Tesla** hasta **BMW** están compitiendo por asegurarse oferta del metal, clave para las baterías necesitadas para impulsar un cambio masivo hacia vehículos eléctricos.

Molina dijo que con las inversiones se **construirían dos plantas de procesamiento de extracto directo de litio** (EDL) en las localidades de Pastos Grandes y Uyuni Norte, donde al menos 45,000 toneladas de carbonato de litio serían producidos anualmente.

La rusa Rosatom, que licitó a través de su unidad Uranium One Group, confirmó la noticia, diciendo que invertiría cerca de 600 millones de dólares en el proyecto, su primer emprendimiento de litio a gran escala fuera del país, y que ve una capacidad de producción anual de 25,000 toneladas de carbonato de litio.

Existe la posibilidad de incrementar la capacidad en base a los resultados de trabajo de exploración geológica", dijo el primer director general adjunto de Rosatom, Kirill Komarov, en un comunicado.

Molina dijo que Citic Guoan invertiría 857 millones de dólares y que también "busca invertir en fábricas de batería y la instalación, posiblemente con estudios técnicos, de una ensambladora de vehículos, por lo que se comenzaría una verdadera revolución de la electromovilidad".

El acuerdo con **Uranium One Group** era para estudios de factibilidad y pre-inversión, señaló Molina, agregando que múltiples pruebas con tecnología rusa en los salares habían mostrado una tasa de recuperación de litio de más de 80%, con una pureza en torno al 99.5 por ciento. El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de junio de 2023

2

Marca petrolera: 'Un récord de 81 mil 900 mdd'

México es el mercado de exportación más grande para productores de petróleo de EU; casi 20% de los derivados del petróleo de EU se exportaron a México.

La cita textual es del gobierno estadounidense y la publicó ayer así: 'Comercio de energía entre México y EU alcanzó récord de Dls. \$81,900 millones en 2022'. Lo hizo por la vía de su Administración de Información Energética (EIA, en inglés).

Nunca, nunca, tanto dinero en forma de combustible había cruzado la frontera. La refinería de Tabasco iba a costar 10 mil millones, solo para que lo tengan como referencia.

El tóxico amor entre México y Estados Unidos se hace más fuerte y no solo por la energía, pero ya iremos a eso.

Ustedes, a través del recibo que les dieron en la gasolinera por llenar el tanque; de ese del gas convertido en electricidad que pagan por planchar sus camisas y recargar su celular, amén de toda la lumbre del boiler... sumando todo, todo lo que pagan por energía, desembolsaron para los vecinos 55 mil 800 millones de dólares el año pasado.

Pausa, esto merece detalle. Entre 130 millones de habitantes de este país, tocó de 429 dólares por cabeza. Unos 600 pesos por mes ya hechas las conversiones, y eso considera hasta a los bebés de la casa. Hagan sus cuentas.

En sentido contrario, Pemex (desafortunadamente no ustedes) cobró la diferencia, unos 26 mil 100 millones de dólares a cambio de petróleo crudo y algunos derivados.

"El comercio de energía en 2022 entre Estados Unidos y México totalizó 81 mil 900 millones de dólares en precios reales, un máximo histórico", subrayó la EIA, ayer.

"Por segundo año consecutivo, el valor de las exportaciones de energía de Estados Unidos a México en precios reales fue un récord anual", enfatizó en su informe ya como con ganas de que no se olvide.

Ustedes son el principal cliente que tienen fuera de Estados Unidos el conjunto de empresas instaladas allá: ExxonMobil, BP, Kinder Morgan, Phillips, Valero... etcétera.

No es poca cosa. Consideren que está cerca Canadá y además, desde hace algunos años, las grandes empresas energéticas exportan gas natural licuado a Europa y Asia.

"México es el mercado de exportación más grande para los productores de petróleo de Estados Unidos; casi el 20 por ciento de todos los productos derivados del petróleo de Estados Unidos se exportaron a México en 2022", divulgó ayer la EIA.

El riesgo de dañar un negocio de más de 80 mil millones de dólares anuales ridiculiza las declaraciones de políticos de ambos lados de la frontera que, entre otras locuras, piden la intervención militar estadounidense para establecer un estado de derecho en México (carencia que tristemente seguimos padeciendo).

Un desequilibrio nacional tumbaría el índice Dow Jones. ¿Qué senador va a pagar esa friolera con sus ahorros?

Matrimonio hasta la muerte

Si quieren, dejen de lado este asunto de que los vecinos nos dan calor.

Pasen sin ver el negocio creciente que tendrán empresas como la californiana Sempra al importar gas del otro lado de la frontera, para luego exportarlo en barcos desde Baja California, al mundo.

También, ignoren que México exporta trabajo de maquila o incluso humanos que reducen el costo de hacer cosas para los estadounidenses.

Lo que esta semana explicó The Indicator, un podcast de National Public Radio, en Estados Unidos, revela otro tipo de dependencia que los de allá podrían tener de su vecino del sur: se está acabando el agua del Río Colorado. El Financiero

30 de junio de 2023



3

Roberto Mercado: La tormenta perfecta para el SEN... resultando en "apagones"

Este año se han presentado en mayor medida más apagones a lo largo de la república mexicana por diferentes factores.

En mayo del año pasado el director del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Ricardo Octavio Mota Palomino informó que durante ese verano existía riesgo de presentarse apagones generalizados en el territorio mexicano e informó que las causas eran la operación de las centrales de generación renovable y el rezago que existe en el crecimiento de las líneas de transmisión. Se presentaron dichas interrupciones en el suministro de energía eléctrica. Este año se han presentado en mayor medida más apagones a lo largo de la república mexicana por diferentes factores, pero las altas temperaturas que se han registrado en todo el País han hecho que se acentúe este problema.

El CENACE sabe perfectamente que en el verano aumenta de la demanda de energía por el incremento en la temperatura que hace que se requiera mayor uso de los equipos de aire acondicionado y de refrigeración, por lo que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es más susceptible a fallas. Con base en esto, ¿cuáles son los factores que influyen en qué aumenten los apagones en esta época? ¿qué se está haciendo al respecto? ¿el próximo año habrá un mayor número de apagones, en más zonas y de mayor duración? En este artículo hablaremos de los factores principales, de lo que se ha dejado de hacer y lo que se ha hecho al respecto.

Apenas hace una semana, el 20 de junio, el CENACE declaró en Estado Operativo de Alerta el Sistema Interconectado Nacional (SIN), el cual está conformado por todo el territorio mexicano a excepción de las Baja Californias. Esto debido a que el margen de reserva operativa era menor al 6%. El Estado Operativo de Alerta se refiere a un estado en el que el SEN o en este caso el SIN, se encuentra en sus límites operativos y de presentarse una contingencia, el SIN puede seguir siendo estable o conducirnos a un Estado Operativo de Emergencia en el cual el sistema se encontraría en riesgos potenciales de inestabilidad. Según el Reporte de Confiabilidad del SEN 2021, el cual es el más reciente y fue publicado apenas en enero de este año por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), menciona que el 70.9 por ciento de los Estados Operativos de Alerta del SEN se dieron por falta de infraestructura en Transmisión, 24.7 por ciento en fallas en Distribución. Respecto a los Estados Operativos de Emergencia del SEN fueron provocados en un 60 por ciento por fallas en Transmisión, 35 por ciento por falla/degradación en centrales de generación. Es claro que el CENACE, la CRE, CFE, la Secretaría de Energía (SENER) y gobierno tienen claro cuáles son las causas de la deficiencia en la operación del SEN en la época de calor y en todo el año, así como de las acciones que deberían estar realizando para ir reforzándolo y hacerlo menos susceptible a fallas. El problema es la falta de iniciativa para verdaderamente fortalecer al SEN en todos sus niveles (generación, transmisión, distribución, etc.) para contar con un suministro de energía eléctrica confiable y a un precio competitivo, ya que muchas decisiones que se han tomado se dice que van en este sentido y la realidad demuestra lo contrario.

Los factores técnicos que han mostrado la fragilidad del SEN principalmente son: la falta de inversión en infraestructura en transmisión, distribución y en su mantenimiento, y la falta de inversión en generación debido al paro por parte de la CRE en otorgar nuevos permisos de generación. Sin embargo, existen otros factores no técnicos que han afectado la operación del SEN, que son: las altas temperaturas que estamos viendo en todo el País y la eliminación del cambio del horario de verano. Debido al cambio climático que estamos viviendo y que la forma de vida del ser humano contribuye a que año con año las temperaturas sean mayores, se debe de prever que la capacidad de las líneas de transmisión y distribución deben de soportar el incremento de la demanda y por tiempos más prolongados durante la temporada de calor. Realmente no se puede hacer nada más al respecto, salvo que el sistema cuente con la generación disponible para atender toda la demanda y con las vías de transmisión de la energía, las cuales deben de tener la capacidad de llevarla a todos los usuarios. Respecto a la eliminación del cambio de horario, esta fue una decisión tomada muy probablemente sin considerar las repercusiones que traerían al Sistema Eléctrico Nacional. Conociendo el estado del SEN, que ya vimos que las autoridades competentes tienen pleno conocimiento de esto, si no se cuenta con el presupuesto o se cuenta con el presupuesto, pero se les ha dado prioridad a otros proyectos o cualquier otro motivo por el cual no se ha invertido en transmisión y distribución, este tipo de iniciativas como la eliminación del horario de verano por lo menos deberían de recomendar y de urgir al poder legislativo rechazarlas. El objetivo del horario de verano es aprovechar una hora más de luz del sol por la tarde y con esto reducir el consumo de energía eléctrica en los horarios de mayor demanda del SEN en un día. Son las horas en las que la mayoría de las personas llegamos a nuestra casa, prendemos luces, televisión, aire acondicionado, etc. El horario de verano ayuda desestresar el SEN en sus momentos de mayor demanda diariamente. El Mercado de Balance Potencia muestra las 100 horas críticas del SEN, las cuáles corresponden a las horas en que se tuvo menor nivel de reservas de generación, es decir, las 100 horas del año en el que la demanda de energía estuvo más cerca de la generación disponible en el SEN. En el año pasado el 82 por ciento de las 100 horas críticas se presentaron a las 21, 22 y 23 horas, y el 69 por ciento durante el mes de mayo. Sin duda, debido a la eliminación del horario de verano y las altas temperaturas que hemos presenciado, veremos una afectación en el comportamiento de las 100 horas críticas de este año. Por otro lado, las demandas máximas del SEN de los últimos dos años se presentaron en junio a las 17 horas. En lo que va del año, la demanda máxima se presentó el pasado 20 de junio a las 19:48 horas llegando a 52,993 MW, cuando el año anterior la demanda máxima fue de 50,532 MW en el mismo mes. El Financiero

30 de junio de 2023

4

Onda de calor y déficit de infraestructura eléctrica preocupan a industriales; temen apagones

Canacindra afirma que en 60 por ciento de los 47 parques industriales de Querétaro se registra por lo menos un apagón semanal.

En medio de altas temperaturas, los industriales se enfrentan a una doble amenaza: [el déficit de inversión en el mantenimiento de la infraestructura eléctrica](#) por parte del gobierno y [el aumento de hasta 8 por ciento en la demanda energética](#), advierten analistas del sector.

“Las empresas le temen al recibo porque [ante la ola de calor que estamos viviendo en el país](#), han tomado medidas para **la protección de sus trabajadores y de la propia maquinaria**. Sus sistemas de enfriamiento están operando al máximo y eso, definitivamente, les traerá un aumento en el consumo eléctrico de entre 5 y 8 por ciento”, señaló Víctor Ramírez, vocero de la Plataforma México, Clima y Energía.

Industriales han detectado incrementos en las tarifas eléctricas durante las horas de mayor demanda, lo que ha generado preocupación entre los empresarios, quienes **temen un impacto negativo en sus costos de producción**, además de que la falta de inversión en infraestructura de distribución y [transmisión eléctrica ha puesto en duda la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional \(SEN\)](#) para satisfacer la demanda.

“Derivado del incremento en las temperaturas, hay un aumento en la demanda promedio **durante las horas pico de un 8 y 10 por ciento respecto al año pasado**, esto ha provocado que el SEN se sature y se presenten los apagones, que hasta ahora ya han afectado tanto al sector residencial como al sector industrial”, comentó Ramses Pech, asesor de Energía en Grupo Caraiwa y Asociados.

Los reportes indican que el SEN ha operado por debajo del margen de reserva operativo, que debería ser **mayor o igual al 6 por ciento**, lo que ha llevado a la declaración de alerta por parte del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace).

En Querétaro, donde opera la industria automotriz, agroindustrial y aeroespacial, el consumo de energía **durante mayo aumentó hasta en 3 por ciento** y la cifra en junio podría duplicarse, de acuerdo con estimaciones de la Cámara Nacional de la Industria de la Transformación (Canacindra), quien además señala que 60 por ciento de los 47 parques que hay en la zona metropolitana han registrado por lo menos un apagón por semana desde que comenzaron las altas temperaturas.

Monterrey también ha registrado apagones e incluso el Cenace declaró el pasado 21 de junio un **estado de alerta por los bajos márgenes de reserva** de energía del SEN.

De acuerdo con la Confederación de Cámaras Industriales (Concamin), en los últimos años sólo se han decretado estados de alerta nacionales en 2012, **cuando se ubicó en 4.7 por ciento** y en 2018, cuando llegó a 4.2 por ciento.

“La [ola de calor está evidenciando todo lo que adolece en los sistemas de distribución](#), generación y transmisión de electricidad. Acabamos de ver la primera ola de calor, pero no hay que olvidar que en julio se tiene prevista una **nueva ola que pondrá de manifiesto otras fallas**”, advirtió Ramses Pech.

Piden prepararse por la incapacidad de CFE

Víctor Ramírez, vocero de la Plataforma México, Clima y Energía aseguró que, si se llega a [presentar una baja de reserva de energía, la CFE](#) y el Cenace **deberán programar apagones para evitar afectaciones**.

“El [problema con los apagones programados](#) es que los primeros que son desconectados son, en buena medida, los sectores industriales **a fin de evitar afectaciones a la población**. Es importante que la industria se empiece a preparar ante la incapacidad que está demostrando la CFE”, aseguró.

Rodrigo Zavala, director de Automatización de procesos de Siemens México, aseguró que las industrias deben **medir su consumo de electricidad para reducir su consumo**.

“Las industrias deben implementar equipos de instrumentación, **automatización de procesos y análisis de datos para toma de decisiones** porque sólo así podrán reducir su consumo de electricidad y de esta forma evitar apagones”, aseguró.

De continuar con la tendencia de no invertir en infraestructura, **los apagones serán una constante** ya no sólo en la temporada de calor, sino en cualquier momento del año y en prácticamente todas las regiones.

“Actualmente está en duda la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional para asegurar la generación y evitar fallas en el suministro, **si continuamos así para lo que resta del año**, las decisiones de las empresas que quieren aprovechar la oportunidad del nearshoring se verán afectadas”, sostuvo Ramírez.

Para el vocero de la Plataforma México, Clima y Energía es la falta de inversión en infraestructura de distribución y transmisión lo que ha puesto en duda la capacidad del SEN **para satisfacer la demanda**.

“Estamos viviendo [las consecuencias de la política energética implementada por este gobierno](#), las cuales **frenaron los permisos y el desarrollo de proyectos** de generación de privados, que nos está acercando a zonas peligrosas como el aumento de precios en algunos productos”, señaló Ramírez. El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de junio de 2023



Agencia Francesa de Desarrollo financiará parque solar de CFE en Sonora

El proyecto de inversión del parque Puerto Peñasco se desarrollará en cuatro fases.

La Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) otorgó un **financiamiento por 98.7 millones de dólares** a la [Comisión Federal de Electricidad \(CFE\)](#) para construir la primera etapa de la Central Fotovoltaica de Puerto Peñasco.

El financiamiento será pagado en un plazo de 20 años con un formato de amortizaciones lineales semestrales, detalló la empresa que dirige **Manuel Bartlett**.

La **CFE** considera a la agencia francesa como un socio importante, ya que han firmado al menos otros cuatro **mecanismos de colaboración financiera y cooperación técnica**, orientados a mejorar la eficiencia energética y promover el uso de las energías renovables.

“Esta cooperación refleja la confianza de instituciones y organismos financieros internacionales en la fortaleza operativa y financiera de la CFE, así como en sus planes de expansión para consolidarse como la gran empresa pública líder en el sector eléctrico en México y América Latina, que privilegian la **generación eficiente, limpia y renovable de energía eléctrica**”, apuntó la CFE.

El proyecto de inversión integral **CFV Puerto Peñasco** se desarrollará en cuatro fases.

Se prevé que la primera fase del Proyecto de Inversión Integral Central Fotovoltaica Puerto Peñasco, Sonora, cuente con una capacidad instalada de 120 MW de generación de [energía renovable](#) que podrá ser incorporada al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Una vez concluido todo el proyecto, Puerto Peñasco contará con una capacidad total de mil MW a condiciones estándar (STC) y un almacenamiento a base de baterías de 190 MW.

La [CFE](#) informó que este proyecto permitirá aumentar la competitividad del país mediante la generación de energía renovable durante un horizonte de 25 años, así como reducir los costos unitarios variables de electricidad, en comparación con otras Centrales.

También se podrá incrementar el suministro y confiabilidad del servicio eléctrico mediante la incorporación de una nueva central en la zona noroeste del país, ante la creciente **demanda de electricidad derivada del [nearshoring](#)**. El Financiero

Congreso de la CDMX insta al cierre de planta termoeléctrica en Tula por impacto ambiental

De acuerdo con el diputado, Aníbal Cañez Morales, el inmueble y sus operaciones representan un riesgo "significativo" para la calidad del aire de la Ciudad de México y para toda la región centro, incluyendo el territorio mexiquense.

En el Congreso de la Ciudad de México se le solicitó al jefe de Gobierno, Martí Batres Guadarrama, realizar las gestiones necesarias ante la Federación para el cierre de la [Planta Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos](#), ubicada en Tula, Hidalgo. De acuerdo con el diputado, Aníbal Cañez Morales, el [inmueble y sus operaciones representan un riesgo "significativo"](#) para la calidad del aire de la Ciudad de México y para toda la región centro, incluyendo el territorio mexiquense.

El documento del diputado del PAN asegura que la generación de energía eléctrica de esta planta afecta en diferentes sentidos, ya sea por el gran volumen anual de combustibles que se queman, y la preferencia de mantener en funciones esta central.

“Es preocupante que siga funcionando la termoeléctrica y agravando la mala calidad del aire principalmente en época de estiaje que vive la Ciudad. Esto ha traído consecuencias graves en la calidad del aire en la Ciudad de México y en sus habitantes. Para asegurar una calidad de aire suficiente para las futuras generaciones y [combatir al cambio climático](#) que afecta a nuestra ciudad, se deben concluir las actividades de generación de energía eléctrica en la termoeléctrica”, dijo.

Cañez Morales aseguró que la Central Termoeléctrica de Tula cuenta actualmente con cinco unidades generadoras de electricidad de vapor convencional que genera 300 MW y uso dual de combustible a partir de gas natural y combustóleo principalmente (80% en promedio). “No obstante, debido al uso de combustible fósil con alto contenido de azufre (4%), la Central Termoeléctrica de Tula representa una de las principales fuentes de emisión de partículas PM2.5 y óxidos de azufre en el país. La Central Termoeléctrica de Tula junto con la refinería Miguel Hidalgo aportan casi el 90% del SO2 y el 80% del NOx de la emisión total en Hidalgo”, reiteró.

Es precisamente el uso de combustóleo, subrayó, la causa de las grandes emisiones de gases de efecto invernadero y de emisión de partículas contaminantes al aire por su alto contenido de azufre “(entre 3.5 y 4%), incumpliendo las Normas Oficiales Mexicanas NOM-016-CRE y NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, que establecen para esa zona un contenido máximo de 2 por ciento”.

La Central Termoeléctrica de Tula Francisco Pérez Ríos es una empresa paraestatal de la Secretaría de Energía que comenzó sus actividades en 1975 y [actualmente es operada por la Comisión Federal de Electricidad](#). El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de junio de 2023

Ahorro de PEMEX supera los 100 mil

6 MDP por disminución de costos

La paraestatal tiene un manejo eficiente de sus recursos

Petróleos Mexicanos (PEMEX) prevé que, de 2019 al cierre de este año, la estrategia de reducción de costos alcanzará un ahorro de 103 mil 180 millones de pesos, indicó Octavio Romero Oropeza, director general de la empresa productiva del Estado.

Según datos de la petrolera, tan sólo para este 2023 la disminución en el gasto será de 22 mil 887 millones de pesos, mientras que de 2019 a 2022 ahorró 80 mil 293 millones.

“Hemos implementado una estrategia de reducción de costos basada en la optimización de los contratos, de las ingenierías y de las actividades de exploración y producción, lo que ha originado significativas reducciones con respecto a los montos que se tenían en 2018”, destacó el directivo.

Desde 2019 la empresa productiva del Estado ejecutó varias medidas operativas que desde entonces han dejado ahorros que se han invertido en las actividades de exploración y producción, principalmente.

Informes de la petrolera refieren que una de las actividades que más impulsó la disminución del gasto fue la reducción en el tiempo de perforación, pues en el caso de los pozos exploratorios se redujo en 53 días en promedio, dependiendo de la profundidad, y debido a la optimización de los trabajos la renta de equipo y todo el gasto que se requiere disminuyó de manera importante, lo cual también permitió incorporarlos a la producción en tiempo récord.

El director general de PEMEX explicó que la estrategia de reducción de costos forma parte de la excelencia operativa, la cual, además de dejar ahorros monetarios y de tiempo, también ha mejorado los tiempos producción, pues ha acelerado las operaciones de los nuevos pozos.

“Esto es gracias a las prácticas de excelencia operativa que hemos implementado en la extracción de hidrocarburos y que nos ha permitido consolidar la mejora en el perfil de producción”, aseveró el directivo.

Romero Oropeza detalló que la excelencia operativa ha dejado buenos resultados, siendo la perforación de pozos el área en que mejores logros se han alcanzado con esta estrategia, lo que a su vez dio protagonismo a importantes pozos productores pertenecientes a los nuevos campos petroleros, entre los que destacan Quesqui y Tupilco.

Los nuevos campos se han vuelto relevantes, ya que han remediado la declinación de la producción de los campos maduros, y a su vez han sostenido la tendencia de crecimiento en la producción de la petrolera, y en lo que va del año, su aportación al total de los hidrocarburos líquidos es de más de 500 mil barriles diarios, esto es cerca de una tercera parte de toda la producción. El Heraldo

Autoriza CNH dos planes de trabajo a Pemex en distintos campos de Veracruz

La Comisión Nacional de Hidrocarburos autorizó en la sesión de este jueves **dos planes de trabajo a Petróleos Mexicanos (Pemex) en distintos campos de Veracruz.**

El primero de ellos consiste en la aprobación del **Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0135-M-Cuichapa, Campo Actul.**

Este complejo tiene una superficie de 624.16 km² y está ubicado en la planicie costera del Golfo de México, en esa entidad, dentro de la Cuenca Salina del Istmo, a 28 km al sureste de Coatzacoalcos.

Este plan incluye el periodo de agosto de 2023, al mismo mes de 2043 y tiene el objetivo de **iniciar el desarrollo y la extracción de hidrocarburos del Campo Actul, para recuperar un volumen de Reserva 3P de 7.91 millones de barriles de aceite y 3.50 mil millones de pies cúbicos de gas**, ya que actualmente produce al amparo del Programa de Transición.

El plan integra cuatro perforaciones, el mismo número de terminaciones, así como la construcción de un ducto, a lo que se suman cuatro reparaciones mayores y 31 reparaciones menores.

Este plan incluye una **inversión de 112.28 millones de dólares, lo que permitirá una recuperación de 42.6 por ciento de recuperación de aceite y 45.2 por ciento de gas.** Para 2026, este campo alcanzaría una producción máxima de 2.79 mil barriles de aceite y 1.91 millones de pies cúbicos de gas, pero en 2028.

Además, la CNH **también autorizó a Pemex la modificación para la perforación del Pozo Exploratorio Terrestre Caman-1EXP, correspondiente a la Asignación AE-0175-M-Chuyan.**

Este activo se ubica a casi 35 kilómetros al noroeste de Poza Rica, Veracruz y consiste en reubicar el conductor del Pozo mil 700 metros hacia el Noroeste de la localización original, lo que requirió que el Operador Petrolero rediseñara la trayectoria del Pozo con el fin de alcanzar la cima del objetivo geológico en una posición estructural similar a la originalmente planteada.

El pozo será perforado con una trayectoria Direccional tipo “J”. La profundidad total programada es de 2,738–2,958 mvbmr. El hidrocarburo esperado es aceite ligero. **Los recursos prospectivos a la media con riesgo son de 16 millones de petróleo crudo equivalente, con una probabilidad de éxito geológico de 31 por ciento.**

Los programas de Perforación y Terminación estipulan en total 98 días, de los cuales, 58 días se destinarán a la perforación (del 7 de julio al 3 de septiembre 2023), y 40 días para la Terminación (del 14 de septiembre al 24 de octubre 2023). EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de junio de 2023



Refinería Olmeca no arrancará este sábado, coinciden especialistas

Especialistas en el sector hidrocarburos coincidieron en que este sábado 1 de julio no estará lista la refinería Olmeca para arrancar la producción de petrolíferos, aunque algunos consideran que no existe información suficiente para conocer el estado real de la planta que se construye en Paraíso, Tabasco.

Los analistas coinciden además en que será complicado que la construcción de esta refinería sea suficiente para alcanzar la soberanía energética, aunque señalaron que será un paso importante para incrementar la oferta de combustibles en el país.

Alejandro Villalobos,

especialista en refinación

¿En qué condiciones considera usted que se entregará la refinería?

La refinería tiene atraso en varias plantas, lo que se hará el día primero más bien es político.

¿La terminación y entrada en operación de la refinería cumple con el objetivo de la soberanía energética y cubrirá las necesidades energéticas del país?

La terminación tomará más tiempo, posiblemente ya entrado 2024.

¿Cree Usted que la inversión reeditarán en más y mejores gasolinas para el país?

Es un paso adelante, pero sinceramente no creo se logre la soberanía energética en cuanto a petrolíferos en esta administración.

Bernardo del Castillo,

Chief Operating Officer de Soteria Consulting,

¿En qué condiciones considera usted que se entregará la refinería?

La refinería no puede “entregarse” como está. Los sistemas no están terminados, lo que implica que la integración es técnicamente imposible. Además, hay que considerar que en términos de construcción y montaje no es sólo una cuestión de soldaduras, cableado y lazos/señales. Falta colocar aislamiento y soportería definitiva, por ejemplo, pero eso no se puede hacer en todos los sistemas sin haber pasado por “pruebas antes de las pruebas” (radiografías, pruebas hidrostáticas, etc.). Se pueden hacer pruebas a nivel parcial (secciones de sistemas) pero ninguna prueba parcial se puede utilizar como referencia para hablar de que un sistema/equipo está completo o listo para pruebas, y mucho menos listo para operar. La etapa de pruebas, pruebas pre-arranque y arranque (conocida como “commissioning”) es, ante todo, una cuestión de seguridad.

¿La terminación y entrada en operación de la refinería cumple con el objetivo de la soberanía energética y cubrirá las necesidades energéticas del país?

El concepto y las políticas públicas sobre soberanía energética deberían estar basadas en asegurar la creación y la disponibilidad de soluciones para que todas las personas tengan acceso a energía de buena calidad, limpia y asequible, de acuerdo con el objetivo global de sustentabilidad no.7, parte de la agenda 2030 de la ONU (que México suscribió y firmó junto con muchos otros países), que no está relacionado con la producción de combustibles.

La refinería no garantiza la cobertura de la demanda de gasolina en México por sí sola, y tampoco lo hará como parte del Sistema Nacional de Refinación en sus niveles de refinación actual (debajo del 60%), que es el nivel en el que puede operar sin riesgos dadas las malas condiciones en las que se encuentra, producto de décadas sin el cuidado y el mantenimiento necesarios.

Independientemente de lo anterior, operar el SNR al 100% no será factible mientras la producción de crudo no sea suficiente para proveer a todas las refinerías de la materia prima necesaria (petróleo crudo) para poder operar a ese nivel. Y aún si el SNR operara al 100%, la producción total instalada para producir gasolinas no sería suficiente para cubrir la demanda de 50+ millones de vehículos de motor a gasolina que circulan en México -esto último no es “culpa” de nadie, y tiene que ver exclusivamente con la capacidad del sistema.

¿Cree Usted que la inversión reeditarán en más y mejores gasolinas para el país?

Aunque tendrá efectos positivos en términos de la producción de gasolina a nivel local, y significará una reducción menor en las importaciones, la refinería no es, ni va a ser capaz de asegurar autosuficiencia, con lo que no soluciona ningún problema de fondo.

Sin embargo, no se puede dejar de lado el hecho de que muchos productos podrían utilizarse en petroquímica, aunque entonces la refinería debería ser parte de un proyecto mucho mayor en donde el objetivo principal sea impulsar la industria petroquímica para meter a México en el negocio, en lugar de politizar un proyecto que, aunque tenga algún beneficio, no está enfocado de la forma correcta -y desafortunadamente no lo está simplemente por una cuestión de “mensaje”, porque la refinería no será negocio cuando funcione, pero esa “inversión” tendrá que retornar de alguna forma, y pensar que eso es factible sólo con combustibles es un error. EAD