

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

23 de mayo de 2023



1

IP ha devuelto 20% de bloques petroleros subastados en rondas

En las rondas petroleras del sexenio pasado se adjudicaron 110 contratos, pero no todos han tenido éxito exploratorio o generado el interés suficiente de sus ganadores.

Las petroleras que llegaron a México a partir de la reforma del 2014 que abrió legalmente la posibilidad de invertir a empresas privadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos han devuelto un total de 23 bloques, entre renunciadas parciales y totales a las áreas que les fueron adjudicadas. Esto, de 110 contratos que fueron adjudicados, según las aprobaciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Entre las mayores renunciadas que generan impacto en extensión y posibilidad de inversiones, así como de hallazgos de nuevos yacimientos, están las ubicadas en aguas profundas. En este tipo de recursos a tirantes de agua mayores a 1.5 kilómetros en el Golfo de México se han devuelto por lo menos 10,000 kilómetros cuadrados de áreas contractuales.

La mayor de estas devoluciones fue la de la originaria de Malasia, PC Carigali, que el año pasado comenzó la devolución de 3,099 kilómetros cuadrados en el bloque donde llevó a cabo la devolución del pozo Bacalar 1EXP. A la vez, la australiana Woodside Energy devolvió una porción de 1,285 kilómetros cuadrados del único yacimiento marino que se otorgó mediante un proceso de farmout para la asociación con Petróleos Mexicanos: Trión, donde las actividades ahora se enfocarán exclusivamente en la evaluación del área con recursos prospectivos, sin que se realice más exploración en esta parte de la provincia del Cinturón Plegado Perdido.

Otra gran devolución fue la que llevó a cabo China Offshore, que pidió al regulador la renuncia a 1,027 kilómetros cuadrados del área 1 obtenida en la Ronda 1.4. Resalta también la devolución de Repsol al área 01 de la Ronda 2.4, en que la española devolvió 532 kilómetros cuadrados para buscar oportunidades de negocio en otras áreas.

En abril, Andrés Brüggmann, vicepresidente de 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, misma que no ha tenido continuidad debido a que desde 2019 se cancelaron las rondas para adjudicación de contratos por parte del gobierno.

En los siguientes 21 meses, veremos una reducción en la actividad exploratoria, esto debido a que 20 planes de exploración llegan a su fin y al menos 7 áreas serán retornadas al Estado anticipadamente”, dijo.

A su vez, la secretaria de Energía, Rocío Nahle, advirtió que por lo menos en esta administración no habrá más rondas petroleras para adjudicación de nuevas áreas.

Apenas el jueves pasado, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) inició el trámite de terminación por renuncia anticipada a dos contratos en aguas profundas de la Ronda 2.4 en áreas que suman una extensión de más de 3,881 kilómetros cuadrados donde la angloholandesa Shell aseguró que no encontró oportunidad de negocio.

Ambas son áreas contractuales ubicadas en aguas profundas de la Cuenca Salina, ambas frente a la costa de Tabasco y Campeche, con superficies totales de 2,029.742 kilómetros cuadrados en el caso del área catalogada como AP-CS-G02, y 1,852.857 kilómetros cuadrados en la AP-CS-G04.

El pasado 18 de abril el contratista Shell Exploración y Extracción de México notificó por escrito a la CNH su renuncia a la totalidad de las Áreas Contractuales y con ello dar por terminados dichos compromisos con base en la Cláusula Contractual 3.4. El Economista

23 de mayo de 2023



2

Auditoría de Pemex admite fallas en gestión de proyecto de Dos Bocas

En el proceso de Dirección de Negocio de la construcción de la Refinería en Dos Bocas, la Gerencia de Auditoría de Pemex identificó una serie de “riesgos materializados”, que tienen que ver con la falta de análisis oportuno del proyecto por parte de las instancias debidas y que comprometen la viabilidad del negocio.

En el proceso de Dirección de Negocio de la construcción de la Refinería de Olmeca, en Dos Bocas, Tabasco, la Gerencia de Auditoría de Petróleos Mexicanos (Pemex) identificó una serie de “riesgos materializados”, que tienen que ver con la falta de análisis oportuno del proyecto por parte de las instancias debidas dentro de la estatal y que comprometen la viabilidad del negocio.

Lo anterior, de acuerdo con el Informe Trimestral de la Auditoría Interna de Pemex sobre el seguimiento al Proyecto de la Refinería Olmeca en Dos Bocas, Paraíso, Tabasco, correspondiente al período enero-marzo del 2023 y presentado en el Consejo de Administración de Pemex este mes de mayo, documento al que El Economista tuvo acceso.

En primer lugar, la Auditoría Interna de Pemex indica que se materializó el riesgo identificado como “Falta de registro en el portafolio y cartera de inversiones de Pemex del Proyecto de Inversión para la construcción de la Refinería en Dos Bocas, Paraíso, Tabasco, conforme a los Lineamientos y Políticas Generales para Inversiones, Asociaciones y Alianzas Estratégicas de Pemex, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales”.

En el informe se habla de otros cuatro riesgos que ya se materializaron. El segundo es “No contar con la acreditación del Grupo de Trabajo de Inversión para la inversión en sus fases de la metodología FEL y su Caso de Negocio que asegure que se cuente con una Estrategia Financiera para su ejecución”.

Cabe destacar que la metodología front-end loading (FEL) se aplica en la gestión de proyectos de inversión para reducir costos y mejorar el proceso de decisiones, al prevenir la comisión de errores tales como la omisión de factores clave en los estudios preliminares o desviaciones presupuestarias.

El tercero es “No contar con la opinión del CEI respecto a la viabilidad del Proyecto conforme la metodología FEL y de rentabilidad mediante su Caso de Negocio”.

La sigla CEI hace referencia al Comité de Estrategia e Inversiones del Consejo de Administración de Pemex, que de acuerdo con el Artículo 44 de la Ley de Pemex tiene entre sus funciones “Auxiliar al Consejo en la aprobación de las directrices, prioridades y políticas generales relacionadas con las inversiones de Petróleos Mexicanos”.

El cuarto riesgo materializado que identificó la Auditoría Interna de Pemex es que “el Proyecto de Inversión no alcance el grado de maduración por no cumplir con las Políticas y Lineamientos para las Inversiones, Asociaciones y Alianzas Estratégicas de Pemex, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, ni con la metodología del Sistema Institucional para las Inversiones Vinculadas a la Cadena de Valor de Pemex, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales”.

En última instancia, el quinto riesgo ya materializado, según la Auditoría, es “Que no se garantice la viabilidad del negocio, el nivel de definición técnico requerido y los valores de rentabilidad planeados, ni se genere valor al desarrollarse el Proyecto de Inversión simultáneamente en las fases de diseño y acreditación con la de ejecución, seguimiento y control”.

Riesgos financieros

La Auditoría Interna de Pemex también identificó otros riesgos en el Proceso Financiero del proyecto, sin embargo, en este caso no advierte que estos se hayan ya materializado.

El primero es “Que no se cuente con una adecuada planeación, presupuestación y programación de recursos físicos y financieros para la construcción (...), que puedan causar endeudamientos y sobrecostos de inversión”.

El segundo es “no contar con seguimiento del ejercicio presupuestal de la Inversión Financiera”. Un tercero es el de “No garantizar la transparencia y trazabilidad del uso y seguimiento adecuado y oportuno de los recursos en flujo de efectivo transferidos en aportaciones del Gobierno Federal a Pemex para la construcción de la Refinería”.

La gerencia del proyecto de la Refinería Olmeca la ejecuta la Secretaría de Energía, quien debió asumirla luego de que ningún consorcio privado aceptara tomarla al argumentar que no era factible concluir la obra en el período planteado por el gobierno federal.

En el reporte de auditoría de Pemex también se admite que la refinería no estará operable en julio de este año, como prometió el gobierno federal. El Economista

23 de mayo de 2023

Refinería Olmeca no estará lista en julio y el sobrecosto ya es del 100%

3

No se ha concluido la planta de cogeneración, ni las plantas combinada y coquizadora, mientras que el costo del proyecto asciende ya a 16,890 millones de dólares, que es el monto de las contrataciones comprometidas.

Se nubla el camino de la obra energética insignia de la 4T. Retrasos y errores de ejecución de obra hacen imposible que la refinería Olmeca inicie sus operaciones en julio de este año —como ha prometido el presidente Andrés Manuel López Obrador—, a la par de que su costo ya ronda los 17,000 millones de dólares, más del doble que lo previsto originalmente, según el reporte al primer trimestre del 2023 de la Auditoría interna que Petróleos Mexicanos (Pemex) realiza al proyecto.

No se ha terminado la construcción de la planta de Cogeneración, ni tampoco ha concluido la de las plantas Combinada y Coquizadora. “Se verificó la tendencia de los trabajos ejecutados para un arranque temprano, determinando que no es factible el arranque propuesto para julio del 2023 en el Caso de Negocio”, refiere el Informe Trimestral de la Auditoría Interna de Pemex sobre el seguimiento al Proyecto de la Refinería Olmeca en Dos Bocas, Paraíso, Tabasco, correspondiente al período enero-marzo del 2023, documento al que El Economista tuvo acceso.

Los retrasos en tiempos y los incrementos en costos dejan claro que se han materializado algunos de los riesgos que advertía la Auditoría Interna de Pemex, que se encarga de dar seguimiento al proyecto. En particular, se hizo realidad el quinto de una lista de riesgos enunciados en el informe: “que no se garantice la viabilidad del negocio, el nivel de definición técnico requerido y los valores de rentabilidad planeados”.

Costo actualizado

En el documento de auditoría también se da cuenta del último monto de inversión actualizado para la obra por el Consejo de Administración de Pemex (CAPEMEX) el 10 de agosto del 2022 (un mes después de la inauguración de su primera fase constructiva), el cual asciende a 15,963 millones de dólares (IVA incluido), equivalentes en ese momento a 323,712 millones de pesos.

Sin embargo, más adelante en el mismo documento se indica que al 31 de marzo del 2023 se han contratado para la obra bienes y servicios por un total de 16,890 millones de dólares, es decir 927 millones de dólares adicionales al monto de inversión autorizado por el CAPEMEX.

Al 31 de marzo del 2023, refiere, el gobierno federal “tiene pendiente de aportar el 13.93% de los 15,963 millones de dólares autorizados por el CAPEMEX como inversión del Proyecto Refinería Olmeca”. Para esa misma fecha se determinaron 216 contratos, 162 órdenes de servicio y 36 cesiones de órdenes de compra por la cantidad de 305,795.2 millones de pesos (lo que equivale a 16,890 millones de dólares que corresponde al monto contratado, los cuales incluyen contratos, convenios modificatorios, órdenes de servicio, de trabajo o bien de suministro”, se reporta.

Promesas se esfuman

Los montos consignados por la auditoría exceden significativamente el monto originalmente previsto del proyecto y sus posteriores correcciones al alza. En el 2019, el gobierno mexicano valuó la obra en 8,000 millones de dólares (monto que fue la promesa de campaña del presidente López Obrador). Posteriormente, en octubre del 2020, durante una comparecencia en la Cámara de Diputados, Octavio Romero, director de Pemex afirmó que el costo sería de unos 8,900 millones de dólares.

En abril del 2022, Rocío Nahle, titular de la Secretaría de Energía —dependencia que asumió la gerencia de la obra luego de que ninguna empresa privada aceptara el trabajo tras argumentar que no era factible concluirla en el plazo planteado por el gobierno de López Obrador—, dijo que el costo había subido a 9,800 millones de dólares, debido a “ampliaciones en el proyecto”.

Apenas dos meses más tarde, a finales de junio del 2022 (a pocos días de la ceremonia de inauguración de la obra), y en medio de filtraciones a la prensa de que apuntaban a que el costo se había disparado a 16,000-18,000 millones de dólares, el presidente López Obrador admitió que sí habría un aumento, pero no de esa magnitud.

“Sí hubo un aumento, pero no (costará) 18,000 millones (...) (el aumento es) como un 20, 30%, o sea va a salir como 11 o 12,000 millones incluyendo IVA, o sea, se ajusta a lo que autorizó el Consejo de Pemex, y esto lo revisa Hacienda y lo revisa también la Función Pública, y está en el rango”, dijo en su conferencia matutina del 24 de junio del 2022.

Sobre la gestión financiera del proyecto, el reporte de la auditoría de Pemex indica que “se está dando puntual seguimiento a la materialización de posibles riesgos” y especifica, justamente, que los riesgos en caso de rebasar el monto autorizado de inversión (refiriéndose al monto autorizado en agosto del 2022) son el “incremento del costo del proyecto” y la “afectación del VPN y la TIR”.

Cabe recordar que el VPN (sigla del término Valor Presente Neto) y la TIR (sigla del término Tasa Interna de Retorno), permiten conocer la rentabilidad de un proyecto que genera flujos financieros en el tiempo. Un VPN positivo refleja que la suma del valor de los flujos financieros futuros del proyecto, descontados con la tasa de interés, es mayor que la inversión que se realizará, lo que indica que el proyecto es rentable.

Esto es, el aumento en el costo de inversión inicial sin que aumente el valor presente de los flujos futuros deteriora la rentabilidad del proyecto.

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

23 de mayo de 2023

4

Obra se complica, tiene deficiencias

En el documento, presentado al Consejo de Administración de Pemex este mes de mayo, se refieren deficiencias en la ejecución de las obras e incluso daños al mobiliario durante su puesta en operación.

“De la Matriz de Riesgos actualizada al cuarto trimestre del 2022, se identificaron dos riesgos relacionados con errores durante la ejecución de trabajos o inconsistencias entre la ingeniería básica y la de detalle; y daño al equipo durante la puesta en marcha; con acciones de mitigación superadas, por lo que, se sugiere actualizar las medidas que garanticen la cobertura total de la administración de los riesgos, y contar con evidencia que demuestre la efectividad de las acciones de mitigación”, se señala.

La auditoría de Pemex identifica problemas en plantas esenciales del complejo refinador que se construye en Dos Bocas, Tabasco. “No hay adelantos de las actividades de las rutas críticas de las plantas Combinada, Coquización Retardada, Catalítica, Cogeneración e Integración”, se enuncia en el documento, firmado por Alejandro Javier Archard Carretero, titular de la Unidad de Evaluación e Informes de Pemex (en su calidad de integrador) y por Juan Torres Gurrola, titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos (quien autorizó).

Además, se especifica que “se identificaron actividades de instrumentación y control en las Plantas Combinada y Coquización Retardada que se están convirtiendo en críticas: calibración, montaje y conexión de válvulas de seguridad, transmisiones, elementos de presión y de temperatura”. Y se recordó que “conforme al Programa del Proyecto Integral, la etapa constructiva de las plantas Críticas Combinada y Coquización Retardada debió terminar en diciembre del 2022, pero aún no concluye esta etapa”.

Además, dijo que “se previó el inicio de suministro de energía eléctrica y vapor desde la Casa de Fuerza en marzo del 2022 (sin embargo), aún no se concluye la Planta de Cogeneración”.

Cabe recordar que en la Planta Combinada se efectúa el primer paso de la refinación de crudo, que es la destilación atmosférica, de donde se obtienen los primeros combustibles presentes de forma natural en el crudo y cortes de hidrocarburos que luego se procesarán en otras unidades.

En la Planta de Coquización Retardada se realiza el siguiente paso, el craqueo térmico, en el que se rompe y modifica la estructura molecular de los cortes de hidrocarburos de la destilación atmosférica para transformarlos en productos ligeros de mayor valor comercial y en coque, una materia carbonosa sólida.

El 1 de julio del 2022, el presidente Andrés Manuel López Obrador inauguró una primera fase de la Refinería Olmeca. Días después, la secretaria de Energía, Rocío Nahle, afirmó que en diciembre del 2022 iniciarían las pruebas de planta, lo que no ocurrió.

Posteriormente, el 23 de diciembre del 2022, al supervisar los avances de la obra, López Obrador afirmó que la refinería iniciaría la etapa de pruebas el 1 de julio del 2023, con la producción de 170,000 barriles diarios de combustibles, monto que se duplicaría a partir del 15 de septiembre de este año. El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

23 de mayo de 2023

5

Sale Valero parcialmente del mercado gasolinero regio

La compañía estadounidense decidió quitar su marca en 9 estaciones de servicio en el Área Metropolitana de Monterrey.

En una situación que se presta a confusión por la muy poca información divulgada, lo que sí es un hecho es que Valero México como proveedor de gasolinas “evaporizó”, en buena parte del Área Metropolitana de Monterrey (AMM) su servicio, al dejar de surtir sus combustibles a nueve estaciones de servicio (ES) por incumplimiento de contrato de los dueños de las gasolineras.

El Financiero detectó que varias ES ya no portan en la fachada el nombre de Valero que antes las identificaba, pero que sí continúan dando el servicio de venta de combustibles al público.

Valero México, a través de un vocero comentó, escuetamente: " Se ´desabanderó´ (retiro de la marca) 9 estaciones de servicio en Monterrey por incumplimiento de contrato por parte del dueño de las estaciones de servicio”.

Señaló que, “por indicaciones del área jurídica no se puede revelar detalles del incumplimiento ni las implicaciones legales por tal situación”, aunque afirmó que “eso no significa que se retira totalmente del mercado regiomontano, ya que sigue con el suministro de gasolinas a otras empresas.

Ante el retiro del suministro de gasolinas a las nueve ES, las cuales se constató pertenecen a la empresa Servicios Chimabel, Valero México, según su sitio web, ya sólo distribuye sus gasolinas en cuatro ES.

Al cuestionar a un empleado de una gasolinera dijo que por indicaciones del Presidente Andrés Manuel López Obrador (AMLO) la gasolina de 93 octanos que vende Valero en Estados Unidos y que también surte en Monterrey debe ser de 91 octanos para que pueda ser comercializada en el país.

Ante ello, refirió que la compañía estadounidense decidió continuar vendiendo su producto, pero con otra marca comercial distinta y ya no bajo la de Valero.

“La empresa no podía vender con la misma marca comercial su gasolina 93 octanos en Estados Unidos y aquí, por lo que mejor decidió crear otra marca comercial y así continuar vendiendo su gasolina aquí en la ciudad”, dijo un empleado de una ES ubicada en San Nicolás de los Garza sin saber que hablaba con un reportero.

Las dos estaciones de servicio visitadas en San Nicolás lucen sin nombre en la fachada, lo mismo que otra ubicada en Monterrey y en la cual se cuestionó a un empleado la razón de no portar un nombre comercial.

Al preguntarle si la gasolina es de Valero dijo: “Era Valero, y quien sabe que va a ser ahora”.

Al decirle que lo más seguro es que vuela Pemex a surtirles, es decir, que las ES de Servicios Chimabel regresen a tener bandera Pemex, el trabajador comentó: “Yo digo que Pemex ya había sido porque ya tiene días así, a lo mejor otro nombre (es el que portará)”.

Reafirmó que cuando estaban con Valero ofrecían gasolina “roja” de 93 octanos, y ahora ya en sus bombas despachadoras lucen las calcomanías de 87 y 91 octanos, que son las que comercializa Pemex.

En otra ES del AMM con el nombre de Valero tiene un tablero en el que anuncia la gasolina de 87 octanos y la roja Supreme de 91 octanos, pero este último nombre es el que Valero identifica su gasolina de 93 octanos.

Incluso, en las estaciones visitadas se observó que los empleados portan playeras de color rojo, cuando antes era azul celeste acorde al color de Valero.

Las otras marcas extranjeras que son competencia de Valero como es BP y ExxonMobil venden gasolinas de 87 y 91 octanos.

Sin embargo, los permisos de la Secretaría de Energía otorgados a Valero Marketing and Supply de México SA de CV, que son cinco y están vigentes hasta el 15 de noviembre de 2038, son para gasolina con octanaje inferior a 87, superior o igual a 87 pero inferior a 92, superior o igual a 92 pero inferior a 95, turbosina y aceite diésel.

Valero es el refinador independiente de petróleo más grande del mundo, cada día procesa 3.2 millones de barriles de materia prima. El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

23 de mayo de 2023

6

Nuevo México ya superó a México

En 2022, por tercer año consecutivo, la producción de petróleo crudo creció más en Nuevo México que en cualquier otro estado de EU, según la EIA.

Hace menos de 200 años era todavía parte del territorio nacional. Nuevo México se consolida ahora como la mayor fuente de petróleo en Estados Unidos, detrás de Texas.

La producción de crudo de ese estado colindante con Sonora y Chihuahua aumentó en 300 mil barriles diarios el año pasado y alcanzó un total de 1.6 millones de barriles diarios; Pemex cerró 2022 entregando 1.57 millones de barriles al día.

Para febrero de este año, Nuevo México ya entregaba 1.8 millones de barriles diarios de crudo. La petrolera de los mexicanos reportó 1.58 millones en el mismo mes.

La tendencia en ese estado extranjero apunta a que allá los números sigan subiendo:

“En 2022, por tercer año consecutivo, la producción de petróleo crudo creció más en Nuevo México que en cualquier otro estado de Estados Unidos”, destacó la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) la semana pasada en un comunicado.

Que solo un estado ya aporte más producción petrolera que un país entero como México revela el tamaño adquirido por las actividades económicas en Estados Unidos que es desde hace algunos años un titán también en este rubro. Es el mayor productor de petróleo, por encima de Rusia, Irak, Arabia y otros países de Medio Oriente.

¿Cuál es la fuente de riqueza petrolera de Nuevo México?

En Nuevo México yace una parte de la Cuenca Pérmica, una enorme región de 400 por 480 kilómetros de ancho y largo, compuesta por más de 7 mil campos de producción en donde se extraen los restos de plantas y animales muertos hace más de 250 millones de años. Representa casi 40 por ciento de toda la producción de petróleo en la nación vecina y 15 por ciento de su producción de gas natural.

La otra parte de esa enorme reserva está en Texas, cuya producción diaria hace tiempo que superó los 5 millones de barriles diarios.

La Cuenca Pérmica entrega a los estadounidenses no solamente petróleo, sino una seguridad energética que permite a esta nación dar golpes sobre la mesa e influir en cambios geopolíticos como el provocado por Vladimir Putin y su inexplicable matanza en Ucrania que desajustó además el mercado del petróleo y el gas.

Estados Unidos ahora suministra directamente gas natural licuado enviado por barcos hacia Europa, sustituyendo junto con Qatar una parte del suministro que solían entregar los rusos a naciones como Alemania.

Analistas de la potencia norteamericana vaticinan que su poder energético seguirá creciendo, basado en la producción de las empresas internacionales que allá operan.

“La producción de petróleo crudo de Estados Unidos siguió creciendo año tras año en un promedio de 1.2 millones de barriles diarios en enero y febrero de 2023”, escribió Merek Roman, de la EIA.

“Pronosticamos que la producción de petróleo crudo de Estados Unidos seguirá aumentando en 2023 y 2024. En nuestra perspectiva energética a corto plazo de mayo, pronosticamos que la producción total de petróleo crudo de Estados Unidos aumentará a 12.5 millones de barriles diarios en 2023 y a 12.7 millones de barriles diarios en 2024”.

El poder detrás del dólar

Durante esta semana y lo que resta de mayo, los economistas hablarán de un tema como el más relevante: el techo de la deuda de Estados Unidos.

Esa nación depende de que el resto del mundo le siga prestando dinero a cambio de “pagarés” que son esos billetes llamados dólar, que como el resto de los billetes solo sirven si pueden comprar servicios o cosas. Su gobierno quiere aumentar ese techo.

Para comprar cosas estadounidenses es necesario tenerlos y por eso el resto del planeta a través de sus bancos intercambian sus monedas por dólares. Estados Unidos no solo tiene Microsoft, Apple, Tesla y una lista de marcas que el mismo gobierno empuja para que los demás sigan pidiendo billetes verdes. Ahora cuenta además con más petróleo y gas, indispensable, por ejemplo, para cargar la pila del celular de la mitad de los mexicanos.

Que Estados Unidos deje de pagar sus deudas como algunos esperan, es poco probable. Que pierda pronto influencia y poder es imposible. El Financiero

23 de mayo de 2023



Gas Natural Clave para la Industrialización del Sureste

La Comisión de Energía de la Cámara de Diputados, desde 2019 se ha sumado a estos esfuerzos, gestionando y promocionando la gasificación del sureste, siendo parte de la organización del foro Mesas Técnicas de Gas Natural y Electricidad, realizada en la Ciudad de Mérida

La presente administración ha dado respuesta a la demanda histórica del Sursureste para incorporarse en igualdad de circunstancias al desarrollo nacional, nos referimos de manera específica al proceso de gasificación que lleva a cabo en esta región, cuya riqueza de su subsuelo tanto ha aportado al desarrollo del México contemporáneo.

Para ello, desde el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, el presidente Andrés Manuel López Obrador, planteó la necesidad de un rescate del sector energético del país para que se convirtiera en palanca de desarrollo nacional; y a través del Programa Sectorial de Energía 2020-2024, además de incrementar la disponibilidad de gas natural, estableció la necesidad de desarrollar nueva infraestructura para ampliar la cobertura a regiones que no tienen acceso a este recurso energético.

Donde se plantea que la disponibilidad de gas natural es un elemento clave para el crecimiento económico, ya que la actividad manufacturera en los estados conectados al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), creció en promedio a un ritmo de 3.1% entre 2013 y 2017; mientras que las entidades que no están conectados al sistema su crecimiento solo fue de 1.8% en promedio.

La Comisión de Energía de la Cámara de Diputados, desde 2019 se ha sumado a estos esfuerzos, gestionando y promocionando la gasificación del sureste, siendo parte de la organización del foro Mesas Técnicas de Gas Natural y Electricidad, realizada en la Ciudad de Mérida.

Sobre la base de que el gas natural no solamente fue la primera piedra sobre la que se inició el proceso de industrialización en la Ciudad de Monterrey en 1930, extendiéndose posteriormente al centro, bajío y norte del país; sino que también es el motor del sector manufacturero, se analizaron soluciones para terminar con el desabasto de gas natural en el Sureste.

En dicho foro, como un primer paso el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENEGAS), anunció la reconfiguración de la Estación de Compresión de Cempoala, para enviar gas hacia el sur.

En los años subsecuentes, la Comisión de Energía coadyuvó en los esfuerzos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para lograr ampliar el ducto marino que conecta a Texas con Tuxpan, con 715 kilómetros adicionales que transportarán la molécula hasta Coatzacoalcos y la Refinería Olmeca, en Paraíso Tabasco.

Por ello, nos congratulamos por la realización del foro Gas Natural: Oportunidades para el Desarrollo e Industrialización del Sur-Sureste, organizado por el Gobierno de Tabasco, con la participación del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENEGAS), las empresas TC Energía y ENGIE, así como la Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción (CMIC), delegación Tabasco, para dar a conocer a proveedores de la región los proyectos de los gasoductos Puerta al Sureste y Ampliación de Mayakan, respectivamente, donde ambas empresas invertirán sobre 6 mil millones de dólares. El Heraldó

