

La pobre planeación en Pemex y su mediocre desempeño

La semana pasada escribí en este espacio sobre la poca seriedad con la que la actual administración ha instrumentado sus políticas públicas o proyectos de inversión, y desde luego, esa poca seriedad se refleja en las metas u objetivos que se han ofrecido a los mexicanos. En mi artículo anterior me enfoqué a referirme a una declaración del presidente López Obrador en la que con toda candidez -simulada, desde luego- había reconocido que subestimó de manera sustancial el tamaño del desafío que significaba su promesa de llevar Internet a todo el territorio nacional.

Para cerrar el año, no está de más que nos asomemos a otra área en la que la planeación e instrumentación ha demostrado ser simplemente un desastre, en este caso me refiero a Pemex y los planes del equipo del presidente para ofrecer un nuevo y vigoroso papel para esta empresa productiva del estado.

A manera de contexto, es importante recordar que en 2019 cuando se anunció el Plan de Negocios de Pemex para el período 2019-2024, la empresa estableció con excedido optimismo que para 2022 el volumen de producción promedio diaria se ubicaría en 2 millones 321,000 barriles diarios, y que para 2024, se ubicaría ya en 2 millones 697,000 barriles diarios. Sin embargo, según el reporte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para noviembre de este año, el volumen de producción de petróleo crudo de Pemex, incluyendo condensados, fue de 1 millón 747,000 barriles diarios, lo que nos indica que la producción para el último mes del que tenemos reportes se ubicó por 574,000 barriles diarios por debajo del promedio que Pemex había programado para 2022.

Recientemente, con base al nuevo Plan de Negocios, en este caso para el período 2023-2027, Pemex ajustó ya sus metas de producción. Por ejemplo, de aquel sobrado dato de casi 2.7 millones de barriles diarios para 2024, la alta dirección de Pemex, ya ajustó su meta a 1 millón 965,000 barriles diarios, lo que representa una disminución de 27% respecto a aquel optimista escenario de 2019.

Observando el mediano desempeño de Pemex en estos cuatro años de gobierno, no cabe duda que se presenta una espléndida oportunidad para que en un nuevo acto de simulada candidez, el presidente López Obrador nos sorprenda una mañanera de éstas reconociendo que aquel lance retórico cuando declaró siendo candidato que “de cuando acá, se requiere tanta ciencia para extraer petróleo”, fue porque también pensó que esa compleja actividad era como una buena tortilla con chile y frijol, figura que la semana pasada señalé que utilizó para sobre simplificar lo que entendió sería el reto de desplegar una red a nivel nacional para llevar Internet a todo el país.

Así como con el Internet y el petróleo, hay muchos ejemplos de metas establecidas sin una base razonable que las respaldara. Han transcurrido cuatro años y seguimos escuchando argumentos de por qué las resistencias neoliberales del pasado no han permitido que se logren esas metas, cuando en realidad no son tales resistencias, sino algo más simple: no se han cumplido porque se hicieron con base en programa o proyectos armados sobre las rodillas.

Eso sí, se han invertido cuantiosos recursos de los contribuyentes tanto en el audaz y poco sustentado proyecto de rescate de Pemex como en el sueño de llevar señal de Internet a todo el territorio nacional, y tantos otros ejemplos, que sabemos se han excedido en forma importante sobre lo originalmente ofrecido. Se trata de cuantiosos recursos que en su momento habrán de ser sometidos a la revisión de las autoridades especializadas, tal como ocurre en cualquier sociedad democrática madura. Una cosa es segura, se avecina el momento de la rendición de cuentas. El Economista

28 de diciembre de 2022



2

Petroleras cambian de planes y suman ya 20 contratos terminados

Las renuncias han sido en todos los tipos de geologías y representan 18% de los 110 contratos que fueron adjudicados en las rondas licitatorias del sexenio pasado.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) inició la terminación anticipada por renuncia de tres empresas de exploración y producción de hidrocarburos en México, que devolvieron ocho áreas contractuales obtenidas en las rondas petroleras. Con ello, se suma un total de 20 áreas devueltas total o parcialmente, por parte de empresas mexicanas y extranjeras, en sociedad o como operadoras. Esto, de 110 áreas adjudicadas en las rondas de la administración pasada, además de que no se han realizado rondas de licitación en este sexenio.

Estas últimas tres devoluciones contractuales fueron realizadas por parte de las mexicanas Pantera Exploración y Producción y su matriz Jaguar Exploración y Producción, además de la británica Capricorn Energy. En conjunto, las cinco áreas tienen 2,209 kilómetros cuadrados en la región de la Cuenca de Burgos, al noreste del país, y todas se encuentran actualmente en un periodo adicional de exploración, aunque algunas iniciaron ya la evaluación o el desarrollo de campos y reportan producción, en la parte de áreas que no abandonan.

Previamente, la CNH ha recibido solicitudes de devolución en todos los tipos de geologías para exploración petrolera que hay. A principios de este mes, la australiana Woodside renunció totalmente a la exploración en el yacimiento Trión, en aguas profundas de la provincia petrolera del Cinturón Plegado Perdido, que le fue adjudicado como farmout en el sexenio pasado como sociedad en la que participa con 40% Petróleos Mexicanos (Pemex). Con esto, ambos socios irán sólo por el desarrollo para la producción del descubrimiento de hidrocarburos ya realizado por la estatal, en el área que fue considerada la más codiciada en la administración pasada.

También a inicios de diciembre, la argentina Vista Energy comenzó la etapa de terminación y renuncia a una del área terrestre donde opera cerca de Ciudad Pemex, en Tabasco, identificada como CS-01, donde dejará el 38% de la superficie recibida en la Ronda 2.3 y se enfocará en el desarrollo de los 385 barriles diarios de aceite y 84,000 pies cúbicos diarios de gas que adquiere mediante dos pozos perforados.

Días antes de esta renuncia, la CNH aprobó también que la estadounidense Chevron y la malaya PC Carigali inicien el proceso de terminación anticipada por renuncia a la totalidad de dos contratos para exploración en aguas profundas del Golfo de México, que les fueron adjudicados en las Rondas licitatorias 1.4 y 2.4 de la administración pasada.

Las empresas mexicanas que han regresado bloques parcial o totalmente son Canamex Energy Holdings, Consorcio Petrolero 5M del Golfo, Iberoamericana de Hidrocarburos CQ y Servicios Múltiples de Burgos, en porciones terrestres principalmente del norte del país, tanto por tratarse de áreas no rentables como por las condiciones de seguridad en la región y la pandemia de Covid-19.

Además, la española Repsol ha dejado parcialmente dos áreas en tierra y aguas profundas y ha renunciado totalmente a tres en aguas profundas y someras; la malaya PC Carigali, que ha dejado dos áreas en aguas profundas; la francesa Total en consorcio con la estadounidense ExxonMobil en un área en aguas profundas.

Finalmente, el consorcio conformado entre argentinas Hokchi Energy renunció totalmente a un bloque en aguas someras, junto con la empresa con el mayor hallazgo de una privada en el bloque Zama, la estadounidense Talos Energy, que dejó la superficie exploratoria de este campo para concentrarse en el desarrollo unificado con Pemex. También grandes empresas como China Offshore, y la propiedad de la empresa de Qatar, QPI, dejaron un bloque, respectivamente.

Derecho contemplado

La renuncia contractual la realizan las empresas en ejercicio de un derecho contenido en la cláusula 3.4 del acuerdo, donde indica que puede renunciar en cualquier momento sin que se afecte el programa mínimo de trabajo, la obligación de terminación de actividades y que puede incluir penas si no se cumplen estos supuestos.

De no contar con las unidades de trabajo —es decir a actividades, inversiones, perforaciones, contrataciones, compras o lo que se disponga en cada contrato— a las que se comprometieron para la adjudicación de las áreas, pueden recibir penas económicas que se calculan cuando se den por terminados los contratos. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

28 de diciembre de 2022

3 Prohíbe Putin exportación de petróleo a países de la UE, el G7 y Australia

El presidente ruso, Vladimir Putin, firmó este martes un decreto en el que prohíbe la exportación de petróleo ruso a los países que se adhieran a la política de fijación de precio máximo sobre el hidrocarburo.

En consecuencia, la medida se aplicará a los países de la **Unión Europea**, el b integrado por Canadá, Francia, Alemania, Italia, Japón, Reino Unido y Estados Unidos; así como a **Australia**, quienes recientemente anunciaron un tope de 60 dólares por barril de crudo ruso como sanción por la invasión de Moscú sobre Ucrania.

El decreto del mandatario ruso establece que **la medida entrará en vigor el 1 de febrero y se extenderá hasta el 1 de julio de 2023.**

La medida también incluirá en el veto a los derivados del petróleo, aunque en este caso la fecha de inicio todavía no es anunciada por el gobierno ruso.

En este sentido, el documento precisa que **Rusia no cumplirá con los suministros de petróleo con destino a personas físicas y morales**, cuyos contratos incluyan de manera directa o indirecta los mecanismos de fijación de límites de precios.

“La prohibición se aplicará durante todas las fases del suministro hasta el comprador final”, subraya y especifica que el presidente ruso se reserva la posibilidad de introducir excepciones a través de una “decisión especial” y su objetivo final es salvaguardar los intereses nacionales de Rusia.

La implementación de la medida **será vigilada por el Ministerio de Energía del Kremlin.**

El gobierno añadió que la decisión fue adoptada debido a las acciones inamistosas que contradicen la legislación internacional y que son aplicadas por Estados Unidos, así como otros países y organizaciones, en referencia a la decisión por la que fijaron un tope al precio del crudo ruso para aumentar la presión sobre el país para disminuir los recursos disponibles para la ofensiva contra Ucrania.

Para compensar la baja en las ventas de petróleo que tendrá el gobierno ruso, **el viceprimer ministro de ese país, Alexander Novak, mencionó que Moscú podría reducir su extracción de petróleo entre cinco y seis por ciento a comienzos del 2023.**

“Estamos dispuestos a reducir parcialmente las extracciones. A principios del próximo año, nuestra reducción puede ser de entre 500 mil y 700 mil barriles diarios”, dijo.

La semana anterior, el presidente ruso advirtió que el tope a los precios implementado por Occidente puede conducir a una “destrucción” del mercado energético internacional, ya que una reducción de su inversión en el sector puede derivar en una reducción de los suministros que, a su vez, provocaría una fuerte alza en los precios. EAD

Energía, entre las principales preocupaciones de los inversionistas: Citibanamex

La llegada de inversiones podría verse afectada por la “fragilidad del sector eléctrico”, pues es una de las principales preocupaciones entre los tomadores de decisiones a nivel mundial, de acuerdo con **Citibanamex.**

En el estudio **Examen de la situación económica de México. Cuarto trimestre 2022**, el banco recuerda que el país ha atravesado por diferentes factores que han desatado incertidumbre, principalmente a partir de las políticas y decisiones tomadas por el gobierno federal.

Si bien entre las decisiones que más han afectado el apetito por la inversión en el país está la cancelación del aeropuerto de Texcoco al inicio de la administración del presidente Andrés Manuel López Obrador, **a esta se ha sumado la reforma energética, las acciones que han debilitado a los organismos autónomos, y, “más recientemente, las disputas comerciales en el mardo del T-MEC con Canadá y Estados Unidos”.**

“La fragilidad del sector eléctrico es tal vez una de las preocupaciones más importantes para las empresas que evalúan si venir o no a México”, señala el estudio.

En este sentido, el banco recordó que entre 2020 y 2021, **el número de declaraciones de emergencia eléctrica aumentó 70.6 por ciento** y el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), encargado del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, ha proyectado un “aumento del riesgo de apagones en estados del norte y del centro”.

De acuerdo con el Programa Nacional de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036 (Proddesen), **la producción de energía tendría que crecer de 86GW en 2021 a 110GW en 2026, ya que se espera que el consumo neto de electricidad aumente 2.9 por ciento al año entre 2022 y 2027.**

El banco recordó que de acuerdo con cálculos de la calificadora internacional Fitch Ratings, **la inversión necesaria** para alcanzar los objetivos del gobierno en materia de generación de electricidad se ubica en el rango de **26 mil a 32 mil millones de dólares**, mismos que se deben complementar **con 20 mil millones de dólares adicionales de inversiones en transmisión y distribución.**

“Si examinamos estas necesidades de inversión y a la luz de las complejas perspectivas económicas mundiales y los factores idiosincrásicos a los que se ha hecho referencia aquí y anteriormente, pensamos que revertir la tendencia de una inversión muy débil no será una tarea fácil”, advierte el banco. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

28 de diciembre de 2022

Hidalgo: aseguran más de 4 mil 4 litros de hidrocarburo robado en Tezontepec

Las autoridades localizaron la unidad con placas del Estado de México que presuntamente fue robada y localizaron los contenedores sustraídos ilegalmente

Elementos de la **Secretaría de Seguridad Pública** estatal (SSPH) y de la **Guardia Nacional** aseguraron cuatro mil 400 litros de [hidrocarburo robado](#) en una camioneta que transportaba mangueras y contenedores en el municipio de **Tezontepec de Aldama**.

De acuerdo con el reporte de la Guardia Nacional, los hechos ocurrieron en la localidad **La Loma**, ubicada en el municipio de Tezontepec, donde efectivos nacionales realizaban un recorrido por la zona e identificaron una **camioneta abandonada** en un predio.

Las autoridades localizaron la unidad con placas del **Estado de México** que presuntamente fue robada y localizaron los contenedores con el hidrocarburo sustraído ilegalmente, por lo cual fueron puestos a disposición del **Ministerio Público** federal y la **Fiscalía General de la República** (FGR) abrió la carpeta de investigación.

Más de 200 mil litros robados

En lo que va de la actual administración estatal desde septiembre pasado las autoridades federales y estatales aseguraron más de 209 mil litros de hidrocarburo en diferentes operativos realizados en distintos puntos de la entidad, por lo cual **Hidalgo** se mantiene en el primer lugar a nivel nacional en cuanto al número de perforaciones ilegales que se han contabilizado desde 2018, de acuerdo con datos de **Petróleos Mexicanos** (Pemex).

Según la Secretaría de la **Defensa Nacional** (Sedena), en el estado se han contabilizado tomas clandestinas en 35 de los 84 ayuntamientos, donde operan al menos siete bandas locales dedicadas al huachicoleo, por lo cual se trata de un problema que se ha intensificado en las demarcaciones del sur y el **Valle del Mezquital**.

El gobernador del estado, Julio Menchaca Salazar, dijo que se han identificado a 19 municipios con posibles nexos de los alcaldes con bandas dedicadas al huachicoleo, aunque no han dado a conocer los nombres de los ayuntamientos en donde se han identificado tomas clandestinas, por lo cual investigan esa condición con el apoyo de la Procuraduría General de Justicia del Estado de Hidalgo (**PGJEH**). El Herald

Noviembre, el mes con mayor producción de combustóleo de Pemex en el año

Conforme Pemex aumenta el procesamiento de crudo en sus refinерías, aumenta la salida de combustóleo.

La producción de combustóleo de las refinерías de Pemex Transformación Industrial (TRI) se está convirtiendo un verdadero dolor de cabeza para la actual administración.

La producción de combustóleo de Pemex TRI en noviembre del 2022 fue de 279 mil 900 barriles diarios, alcanzando niveles registrados hace 9 años, cuando el Sistema Nacional de Refinación (SNR) producía 468 mil barriles diarios de gasolinas.

La salida del subproducto de la refinación alcanzó en noviembre el mayor nivel del año, superando los 268 mil barriles registrados en enero y los 278 mil barriles producidos en septiembre, el anterior mes con mayor producción en lo que va del 2022.

Mientras que los inventarios a nivel nacional se encuentran en su nivel más alto de los últimos cinco años, conforme baja su consumo y aumenta su producción en el SNR.

Aún con estos resultados, la empresa productiva del estado estima que podrá reducir en 17% la salida de combustóleo dentro del SNR, para el final del sexenio.

Pemex TRI espera que para la segunda mitad de este año, el porcentaje de la elaboración del subproducto de la refinación sea del 28%, en 2023 será del 27% y en 2024 se espera que caiga el 17%, a la entrada en operación la coquizadora de la refinерía de Tula y posteriormente con la puesta en marcha de la Salina Cruz.

Sin embargo, hasta que esto suceda, las refinерías de Pemex continuarán incrementando la salida de combustóleo mientras que la actual administración se empeña en aumentar la producción de gasolina. De acuerdo con los últimos datos de producción e inventarios publicados por la Secretaría de Energía (SENER), durante los meses de agosto y septiembre, los niveles de almacenamiento de combustóleo se encuentran en su nivel más alto desde que se inició el reporte.

Hace 9 años, la producción de gasolinas fue de 468 mil barriles diarios frente a los 282 mil barriles registrados, lo que evidencia la falta de eficiencia en el procesamiento de crudo en las seis refinерías.

Los problemas con el subproducto de la refinación iniciaron en 2020, ya que el combustóleo fue el único petrolífero que la empresa productiva del estado logró incrementar.

La producción del combustóleo de la petrolera nacional pasó de 149 mil 800 barriles diarios en promedio en 2019 a 244 mil barriles diarios en 2021 y este año acumula un promedio de 256 mil 100 barriles diarios, lo que representa una alza del 4.96% de un año a otro.

Durante la primera semana de noviembre los inventarios de combustóleo alcanzaron el millón 231 mil barriles, frente a los 886 mil barriles registrado en 2021, alcanzando su mayor nivel para esa semana en los últimos cinco años. OGM

28 de diciembre de 2022

5

Auge de Vaca Muerta corre riesgo de desacelerarse por falta de infraestructura en Argentina

La formación del tamaño de Bélgica, en la provincia patagónica de Neuquén, alberga la segunda reserva de gas no convencional del mundo y la cuarta de petróleo.

El auge de la formación de esquisto Vaca Muerta, en Argentina, que rivaliza con la Cuenca Pérmica de Estados Unidos, corre el riesgo de desacelerarse ante la falta de infraestructura necesaria para alcanzar un desarrollo masivo.

Por eso, el Gobierno ha acelerado la construcción de un importante gasoducto que se proyecta que esté operativo a mediados del próximo año y busca inversiones en nuevas terminales de exportación cerca de Buenos Aires. También está terminando de diseñar una nueva ley que tratará de atraer millonarias inversiones en gas natural licuado (GNL).

El resultado de esta gestión será clave para el futuro de Vaca Muerta, después de años de un desarrollo intermitente.

La formación del tamaño de Bélgica, en la provincia patagónica de Neuquén, alberga la segunda reserva de gas no convencional del mundo y la cuarta de petróleo. Vaca Muerta podría llevar al país a convertirse en un proveedor clave de energía en todo el mundo, que busca alternativas a Rusia, cuya industria energética ha sido fuertemente sancionada tras su invasión a Ucrania.

Pero datos de la industria revisados por Reuters, entrevistas con decenas de ejecutivos, funcionarios locales y nacionales y residentes del pueblo de Añelo, en el corazón de Vaca Muerta, revelan cómo los cuellos de botella – desde tubos hasta sets de fractura y deficientes servicios públicos – amenazan con retrasar los planes del país.

“Los gasoductos actuales están muy llenos”, dijo Pablo Trovarelli, jefe de operaciones de ‘midstream’ en una planta de tratamiento de Transportadora de Gas del Sur (TGS), en Vaca Muerta.

La empresa necesita nuevos ductos para expandir la producción y aumentar la capacidad de la planta de 15 millones de metros cúbicos por día (m3/d) este año a 21 millones de m3/d en 2023.

Trovarelli destacó la construcción del nuevo gasoducto troncal que unirá Vaca Muerta con Buenos Aires, llamado Néstor Kirchner, cuya primera etapa se terminaría a mediados del 2023.

“Si eso no pasa, no puedo ampliarla (la capacidad de la planta), porque no tengo donde inyectar el gas”, agregó.

Datos de la consultora Rystad Energy muestran cómo la producción de petróleo y gas en Vaca Muerta reflejan el límite actual que tienen los tubos. Neuquén produce unos 280.000 barriles por día de petróleo, la capacidad del oleoducto. El gas está en un estado similar con 2.000 millones de pies cúbicos por día.

“La capacidad de transporte podría limitar el crecimiento en el futuro cercano”, dijo el analista de Rystad Andrés Villarroel, quien agregó que se llegó a realizar algunos cargamentos de petróleo a través de camiones.

“A PUNTO DE COLAPSAR”

En el pueblo de Añelo, corazón de Vaca Muerta, los signos de tensión son claros: al lado de las rutas por las que cientos de camiones circulan diariamente, los caminos de ripio permanecen sin pavimentar y muchas de sus casas precarias, construidas apresuradamente, no cuentan con servicios de cloacas ni de agua potable, según los lugareños.

Eso implica un obstáculo para atraer nuevos trabajadores a la ciudad, necesarios para impulsar Vaca Muerta.

“La situación de Añelo está a punto de colapsar”, dijo el intendente Milton Morales, de 40 años, en referencia a la falta de infraestructura de su ciudad, que quintuplicó su población a unos 9.000 habitantes en los últimos cinco años.

“Es irrisorio estar hablando de la potencialidad del desarrollo de Vaca Muerta y las proyecciones que generan los yacimientos que tenemos a espaldas de nuestra localidad, y pensar que Añelo (...) hoy tiene 700 familias sin gas”, agregó.

Desde el Gobierno nacional se ha tomado nota del riesgo que implica la falta de infraestructura para Vaca Muerta, que tiene un rol clave para generar miles de millones de dólares en exportaciones y revertir un déficit de la balanza energética de 5.500 millones de dólares, que golpea a las escasas reservas de divisas que tiene el banco central.

“Vaca muerta puede hacer que el tema de los dólares deje de ser un tema”, dijo a Reuters Ricardo Markous, presidente de Tecpetrol, que opera el enorme campo Fortín de Piedra en esa formación.

El Gobierno está impulsando un proyecto de ley de gas natural licuado con el que intentará dar certidumbre a las empresas en el largo plazo para que propicien millonarias inversiones en el sector.

“Hoy estamos concentrados en todo el plan Transportar, porque primero el abastecimiento interno para poder propiciar después las exportaciones”, dijo a Reuters la secretaria de Energía, Flavia Royón, durante un evento de la industria en Buenos Aires.

La construcción del gasoducto Néstor Kirchner, que unirá Vaca Muerta con Buenos Aires, es una condición para que se puedan instalar plantas de GNL, ya que sumará en una primera etapa 24 millones de metros cúbicos por día (m3/d). Al terminar la construcción de la segunda etapa sumará una capacidad de 44 millones de m3/d adicionales a los actuales 120 millones de m3/d.

Una fuente de la petrolera estatal YPF dijo que el proyecto de ley de GNL podría llegar al Congreso en los próximos días o semanas y que incluirá beneficios fiscales y un mayor acceso a divisas para el sector, a pesar del control de capitales que rige en el país.

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

28 de diciembre de 2022

6

Argentina: MÁS DEMANDA

La producción de petróleo y gas no convencional ha aumentado durante el último año gracias a la mejora en la eficiencia productiva, una mayor demanda y los planes de estímulo del Gobierno.

Pero ejecutivos de la industria dijeron que necesitan nuevos mercados de exportación para que su producción de gas siga creciendo.

“Podríamos ir a más producción, pero tendría que haber más demanda y no alcanza con la demanda local y la regional”, dijo Markous, de Tecpetrol.

El ejecutivo dijo que el aumento de la producción en ese yacimiento, que produce unos 20 millones de m³/d, solo estaría justificado si se instalan plantas de GNL que demanden ese incremental.

El Gobierno tiene la ambición de atraer unos 10.000 millones de dólares para la construcción de plantas de licuefacción, que podrían generar exportaciones por unos 15.000 millones de dólares para el año 2027.

El director de operaciones de una empresa petrolera local, que pidió no ser identificado, dijo que también son necesarias importantes inversiones en puertos para poder ampliar la capacidad de exportación de petróleo.

SETS DE FRACTURA

Los ejecutivos de la industria dijeron que un entorno económico complejo, con una inflación que se proyecta en 100% este año y un férreo control de capitales, implica un riesgo, y pidieron un marco regulatorio especial para el sector, para crear más estabilidad y alentar la inversión.

“Hoy Vaca Muerta está en riesgo de continuar con su producción porque no existen dólares suficientes para que las PyMes, las empresas de servicios petroleros, puedan traer los insumos que necesitan para continuar contribuyendo al país”, sostuvo Juan José Aranguren, exdirectivo de Shell y exsecretario de energía, en un seminario en Buenos Aires.

Vaca Muerta está en una encrucijada. Mientras el Gobierno trata de estimular la producción, los cuellos de botella en los equipos siguen siendo un obstáculo.

Actualmente hay alrededor de ocho sets de fractura activos en Vaca Muerta frente a los casi 280 que hay en Estados Unidos, dijo Rystad.

“Para la cantidad de actividad que va a haber en la zona de Vaca Muerta, no alcanzan los sets de fractura que tenemos hoy en el país”, dijo Marcelo Mindlin, presidente ejecutivo de Pampa Energía, la tercera productora de gas de la cuenca neuquina.

Durante una visita a uno de los campos de la firma, Mindlin dijo a Reuters que Pampa está en proceso de importar su propio set de fractura con la esperanza de sacar más provecho al potencial de Vaca Muerta. OGM

SAT da prórroga para controles volumétricos en estaciones de servicio

El SAT publicó hoy la Miscelánea Fiscal para 2023, donde se otorga una prórroga de seis meses para la entrada en vigor de los controles volumétricos en estaciones de servicio.

Hoy el Servicio de Administración Tributaria (SAT), publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Miscelánea Fiscal para 2023 y sus Anexos 1, 5, 8, 15, 19, 26 y 27.

En decimo sexto apartado de la Miscelánea Fiscal para 2023 se establece que para los efectos de la regla 2.6.1.4., fracción IV, los contribuyentes obligados a llevar controles volumétricos podrán presentar el certificado de la correcta operación y funcionamiento de los programas informáticos correspondientes al 2022 hasta el 31 de julio de 2023, conforme a lo señalado en la ficha de trámite 283/CFF “Avisos de controles volumétricos”, contenida en el Anexo 1-A.

La prórroga aplicará siempre que conserven como parte de su contabilidad las guías, instructivos, métodos de trabajo o manuales del fabricante para la correcta medición del Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate y, en caso de que sus equipos y sistemas de medición sean o hayan sido sometidos a alguna verificación, conserven la documentación que acredite el cumplimiento de las obligaciones en materia de medición de hidrocarburos y petrolíferos.

Empresarios gasolineros afiliados a la Onexpo Nacional habían solicitado al SAT que reconsiderara ampliar el plazo para que las estaciones de servicio puedan presentar la verificación de sus controles volumétricos.

Los controles volumétricos tienen la finalidad de garantizar que se cumpla con la cantidad de hidrocarburos que se comercializan y descartar que se venda combustible robado o que provenga del contrabando de importación a través de otra fracción arancelaria con la que se evade el pago de impuestos.

Sin embargo, con las ocho unidades de verificación existentes, para certificar a las 13 mil gasolineras que hay en todo el País se requerirían 10 años para terminar de inspeccionarlas a todas, según un ejercicio de la organización.

Cabe recordar que el fisco mexicano ya dio una prórroga a las gasolineros para cumplir con la certificación de controles volumétricos, la cual vencía el 30 de septiembre, pero ante los argumentos de que les sería imposible lograrlo, extendió el plazo por tres meses más y así se quedó el 31 de diciembre de 2022. OGM

28 de diciembre de 2022

Pemex gasta 3.3 mdp en visitas a refinería Deer Park

7

Se trata de vuelos y viáticos para 107 comisiones de trabajo de servidores públicos, revela solicitud de información realizada por El Sol de México

Petróleos Mexicanos desembolsó tres millones 316 mil 218 pesos en **pasajes aéreos** y viáticos para comisiones de trabajo a su **refinería Deer Park**, en Houston, Texas, la cual adquirió el pasado 20 de enero.

Cada uno de los 107 **traslados aéreos** y viáticos para servidores públicos, realizados de mayo de 2021 a agosto de 2022, asciende a 30 mil 992 pesos.

Dicha cifra se desprende de una solicitud de información que formuló El Sol de México a **Pemex**, en la cual se indica que el costo total de estos traslados es de 165 mil 810 dólares (3.3 millones de pesos, según el tipo de cambio en la fecha de respuesta).

Respecto a los viajes nacionales, la **empresa** productiva del Estado, a cargo de Octavio Romero Oropeza, reporta mil 936, y solo dos de estos rebasaron el **monto individual** por las comisiones de trabajo a **Deer Park**.

Se trata de una comisión realizada del 7 de enero al 10 de febrero a Villahermosa, Tabasco, con un costo de 37 mil 291 pesos, encomendada a Erika Flores Pérez, polígrafa de la subgerencia de Selección de **Pemex**, para la aplicación de pruebas **poligráficas**.

El segundo caso es una comisión del 22 de abril al 19 de mayo a las ciudades de Ahome, Sinaloa, y Hermosillo, Sonora, por 34 mil 57 pesos, para el seguimiento de la "coordinación médica de la zona", adscrita a Elba Noemí Acosta Castro, supervisora médica sectorial.

La solicitud de información a **Pemex** sobre el gasto ejercido por comisiones de trabajo internacionales a **Deer Park** se desprende de la falta de publicación de estos viajes en la **Plataforma Nacional de Transparencia (PNT)**, contrario a lo que prevé la ley, y a que tres entes respondieron, vía sus Unidades de Transparencia, que no existen registros de comisiones de trabajo a dicha refinería en EU.

Se trata de la **Secretaría de Energía (Sener)**, **Pemex Transformación Industrial** (Pemex-TRI) y el **Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)**.

De acuerdo con fuentes de la **empresa productiva** del Estado consultadas por este diario, algunos de los funcionarios que han realizado estos viajes a Houston, Texas, son el director general Octavio Romero Oropeza, quien realizó un recorrido por las instalaciones de **Deer Park** el pasado 21 de enero.

Los pasajes aéreos y viáticos para la **refinería** en EU también se han entregado a Ulises Hernández Romano, director general de **PMI Comercio Internacional S.A. de C.V.**, empresa filial de **Pemex** dedicada a comercializar, exportar e importar **petróleo** crudo, productos petroquímicos y otros **hidrocarburos**.

En la lista también estarían Víctor Manuel Navarro Cervantes, director Corporativo de Planeación y Desempeño, así como el director Corporativo de Administración y Servicios, Marcos Manuel Herrería Alamina.

También Jorge Basaldúa Ramos, responsable de **Pemex Transformación Industrial**, y Manuel Flores Camacho, director general de PMI Norteamérica.

En la solicitud de información a **Pemex Transformación Industrial**, el ente respondió que no cuenta con registros de viajes de funcionarios o trabajadores a la **refinería Deer Park**, ya que "las funciones de soporte en materia de recursos humanos están a cargo de **Pemex Corporativo**".

También se solicitó a **Petróleos Mexicanos** informar sobre la erogación que ha realizado en los últimos 15 meses en la expedición de pasaportes y visas de trabajo de **servidores públicos** y funcionarios para ingresar a Estados Unidos a realizar estas comisiones.

La respuesta de la **empresa productiva** del Estado fue que "no existe expresión documental impresa o digital que contemple la información solicitada".

El periodo que comprende la solicitud de información es del 24 de mayo de 2021, día en que el presidente **Andrés Manuel López Obrador** anunció la compra de ese complejo de refinación, al 6 de agosto de 2022, fecha en que se realizó la petición, con el número de folio 330023822002486.

Antecedentes

En 1992, durante el sexenio de Carlos Salinas de Gortari, la petrolera anglo-holandesa Shell Oil Company firmó un convenio de copropiedad con **Petróleos Mexicanos**, donde se acordó una participación de 50.1 por ciento de las acciones para Shell y de 49.9 por ciento para **Pemex**.

El 21 de enero pasado, el presidente **López Obrador** anunció que a partir de un día anterior **Deer Park** ya era propiedad de **Petróleos Mexicanos**, que su costo total fue de 600 millones de dólares y que la planta tiene la capacidad de producir y procesar 340 mil barriles diarios.

En el acuerdo de adquisición de la refinería, la **empresa productiva** del Estado mexicano se comprometió a mantener a la mayoría de los trabajadores que laboran en la planta durante los próximos dos años, que según estimaciones son alrededor de 900, a garantizar que no habrá reducción de salarios y a mantener sus prestaciones. El Sol de México