

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

05 de Mayo de 2020



Por crisis petrolera, diputados citarán a titulares de Energía y Pemex

La Comisión de Energía de la Cámara de Diputados acordó convocar a una reunión virtual a la secretaria de Energía, Rocío Nahle; al director general de Pemex, Octavio Romero, así como a la titular de Cenegas, Elvira Daniel Kabbaz, para analizar la actual crisis petrolera y las repercusiones por la pérdida del grado de inversión de la empresa productiva.

Así lo confirmó Enrique Ochoa, legislador del PRI y secretario de dicha comisión, al indicar que los funcionarios deberán responder a los cuestionamientos sobre el riesgo de quiebra de Pemex. "En sesión virtual de la Junta Directiva de la Comisión de Energía acordamos reunirnos con @SENER_mx, @Pemex y @CENAGAS_mx. Preguntaremos sobre la apremiante crisis petrolera, su impacto en Pemex y los ajustes futuros ante la pérdida del grado de inversión y el riesgo de quiebra", puntualizó el diputado en su cuenta de Twitter.

En ese contexto, el grupo parlamentario del PRI en el Palacio de San Lázaro advirtió la necesidad de hacer un alto en el camino y reencauzar la estrategia de Pemex, toda vez que existe incertidumbre sobre la viabilidad de su plan de negocios. Tan solo en el primer trimestre de 2020, la empresa reportó una pérdida neta de 560 mil millones de pesos.

"Es necesario ajustar el Plan de Negocios de Pemex ante los efectos de la crisis petrolera, la baja en el grado de inversión y las pérdidas reportadas en 2019 y 2020. Si bien Pemex es una empresa productiva del Estado y puede contar con recursos respaldados por el gobierno federal, podría darse el caso extremo de que Pemex lleve al gobierno federal a la insolvencia de pagos", advirtió la bancada priista. Los diputados del Revolucionario Institucional reafirmaron por ello su disposición a buscar alternativas que coadyuven al rescate de la empresa y, en función de ello, se considera conveniente evaluar la reducción de las metas de producción de petróleo y gas natural, cerrando pozos que no son rentables. Milenio

Pemex presenta los estados financieros consolidados dictaminados del 2019

Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que presentó ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y de la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) los estados financieros consolidados dictaminados correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019.

Pemex asegura que con la presentación de dicha información, se cumplen las obligaciones regulatorias, toda vez que la CNBV, dio a conocer a las emisoras de valores que por situaciones extraordinarias derivadas de la emergencia sanitaria por el COVID-19, se ampliaba hasta el día 3 de julio de 2020 como plazo máximo para cumplir con la entrega de información anual del ejercicio 2019.

Sobre el retraso de la misma información a la la Comisión de Valores de los Estados Unidos (SEC), informa que el regulador emitió una regla mediante la cual amplió el plazo para presentar los informes anuales.

"Otorgó un beneficio de 45 días adicionales a todas las compañías con valores registrados ante esa Comisión. Este beneficio se dio en el contexto de posibles complicaciones para integrar dichos informes ante la contingencia por la pandemia del COVID-19 que ha limitado la realización de actividades y de trabajos ordinarios", informó la empresa en un comunicado.

"Pemex se acogió al beneficio en aras de proteger la salud y evitar riesgos al personal que labora en la integración del reporte anual. Cabe señalar, que el aviso de adherencia a la regla anterior se llevó a cabo mediante la presentación, dentro de los plazos señalados por la SEC, a través de la forma denominada 6-K". OGM

Petróleo y Covid-19: crisis y ¿un futuro sustentable?

El impacto ha sido global y sigue afectando los mercados de inversión, y además nos mostró una imagen preocupante de los límites de la crisis económica causada. Esa convulsión constituye una advertencia grave sobre las dificultades que tienen algunos mercados específicos para adaptarse a situaciones de caída brusca de la demanda. El colapso del WTI plantea la interrogante de si el Brent, el otro crudo marcador de referencia internacional, puede seguir la misma suerte que el primero, lo que parece poco probable, dadas las diferentes características de los mercados en los que operan ambos tipos de crudo.

Una cosa es cierta. La caída de la demanda ha provocado cambios de paradigma en el mercado, cuyo objetivo ahora es almacenar el crudo que nadie necesita en estos momentos, y que por lo tanto no tiene valor – o valor negativo dicen los expertos - para ofrecerlo en el futuro, cuando los precios se recuperen, reduciendo así el riesgo e impacto negativo en sus hojas de balance.

En el mercado norteamericano, las empresas productoras, comercializadoras y especialmente los traders, han entendido que la capacidad de almacenamiento sí es finita. Las refinerías de petróleo no compran crudo porque no hay demanda de gasolina y otros petrolíferos, y ello ha creado un pánico, al punto de salir de los volúmenes retenidos para especular –es la razón del trading–aun perdiendo dinero, y ocasionando la caída dramática de los precios, incluyendo en la ecuación o balance, el almacenamiento móvil en tanqueros que han convertido en “patios de almacenamiento portátiles”.

Esta realidad cambia las percepciones que se tienen en la ecuación producción–inventarios–demanda y las previsiones para equilibrar el mercado en los próximos años en un precio razonable, mitigando la hiper volatilidad existente. Esto por ahora solo se conseguirá si se aumenta la demanda de forma significativa –lo cual es muy difícil de lograr en los próximos meses– o si se combina este factor con una mayor reducción de la oferta, es decir mayor cierre de producción, lo cual requeriría una nueva decisión de la OPEP, Rusia y Estados Unidos.

El otro paradigma que se está retando en estos momentos tiene que ver con la capacidad de producción que tiene la OPEP o más bien Arabia Saudita de influir en el mercado. Históricamente en cada ciclo de cambios fuertes en el mercado, los eventos geopolíticos han sido la causa, y en muchos de estos eventos, la mecha que inicia la combustión se detona en el Medio Oriente. De allí el rol de ancla que han venido jugando los árabes, debido a su extraordinaria capacidad de producción y sus inagotables reservas.

No obstante, este colapso nos enseña que, si no hay consumo, no hay mercado, y al saturarse los inventarios y almacenamientos, simplemente debe cerrarse la producción, no por acuerdos y decretos de la OPEP o los árabes, sino como respuesta a la falta de demanda. Algunos productores están reduciendo la producción, pero otros han seguido produciendo, estando plenamente conscientes que el petróleo producido solo puede ir a almacenamiento. Así que esta variable de la ecuación pasa a ser la verdadera ancla del mercado. Para decirlo coloquialmente “Ya que no hay espacio para almacenar, pues ni modo, hay que cerrar”.

El pacto ratificado por los principales productores de petróleo del mundo para recortar la producción y poner coto a la caída libre del precio del crudo, supone un ejercicio histórico de flexibilidad y en cierta forma de pragmatismo, aunque ya vimos que lo acordado no fue suficiente para estabilizar el mercado. Pero quizá lo más relevante del mismo es que tiene la opción de reducir la producción hasta 20 mmbpd, es decir hasta un 20% de la demanda mundial, misma que coincide con la previsión de caída de consumo estimada por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) para el primer trimestre del año. De esta contracción en el mercado ya se considera que alrededor de 10 mmbpd se atribuyen directamente al impacto del virus, y la misma trae consigo implícito el riesgo de un desplome del precio del petróleo sostenido en el tiempo, lo cual no solo desestabiliza el mercado, sino que también perjudica severamente inversiones ya comprometidas en otros sectores de la economía global.

05 de Mayo de 2020



3

La petrolera española Repsol descubre crudo en aguas profundas de México

Las petrolera española Repsol junto a tres de sus socios logró un descubrimiento de hidrocarburos en dos pozos perforados en la región de la Cuenca Salina en el Golfo de México, en un bloque adjudicado durante la segunda ronda petrolera, en la que las empresas pagaron una prima de desempate de 151 millones de dólares (mdd).

El consorcio, conformado por el operador del proyecto Repsol, la tailandesa PTTEP, la malaya PC Caligari y la alemana Wintershall Dea, logró este descubrimiento en el bloque 29, tras recibir la autorización del regulador a inicios del año para realizar estos trabajos.

"Los sondeos exploratorios Polok-1 y Chinwol-1 se han completado en menos tiempo del previsto inicialmente y a un menor coste, con los más altos estándares de seguridad y bajo estrictos protocolos sanitarios para evitar la propagación del Covid-19, tanto en las instalaciones en tierra como en las de alta mar", dijo Repsol en un comunicado de prensa.

El hallazgo se realiza a punto de cumplirse dos años de que las empresas firmaron el contrato como ganadores del bloque, el 7 de mayo de 2018, en la cuarta licitación de la segunda ronda petrolera.

"Ambos pozos exploratorios prometen un gran potencial. Junto con nuestros socios, PTTEP estará trabajando para obtener las aprobaciones de los reguladores mexicanos y preparando los pozos de desarrollo para los futuros planes de desarrollo", dijo la firma tailandesa, en un comunicado prensa.

El descubrimiento se da dentro de los más de 100 contratos que se otorgaron en la anterior administración dentro de las rondas petroleras, un mecanismo frenado por el gobierno de Andrés Manuel López Obrador, que además ha decidido que la petrolera estatal Pemex detenga sus inversiones en las aguas profundas.

"En ambos pozos se ha llevado a cabo una recopilación de datos exhaustiva, incluyendo un total de 108 metros de núcleo de los yacimientos. Teniendo en cuenta las condiciones actuales del mercado, Wintershall Dea y sus socios trabajarán en medidas de evaluación y opciones de desarrollo para los descubrimientos de Polok y Chinwol", dijo Wintershall DEA, en un comunicado de prensa.

El descubrimiento se inserta en un ambiente donde las compañías petroleras a nivel mundial han reducido sus presupuestos de inversión ante la caída de los precios del petróleo, causado a su vez por el efecto de la pandemia de coronavirus. Pero México se presenta como la excepción a este freno, apunta Pablo Medina, vicepresidente de la consultora especializada Welligence Energy Analytics.

"Los descubrimientos de Repsol en Chinwol y Polok, se suman al de Cholula de Murphy en aguas profundas. Los privados tienen una tasa de éxito comercial del 60% (3/5) comparado a la de Pemex que es menor al 10% (4/54)", dice el especialista.

Los trabajos del consorcio donde el operador es Repsol también mostraron gran celeridad porque tenían hasta el 2022 para cumplir con sus primeros compromisos, pero en dos años han logrado perforar con éxito sus dos pozos, agrega Medina.

"Si esto es atractivo puedes tener petróleo en 6-7 años o aún en menos si usas infraestructura existente", dice el especialista.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) había aprobado el plan para la perforación de los pozos exploratorios Polok y Chinwol a inicios de este año, con una inversión conjunta de casi 100 millones de dólares. Expansión

Pemex recortará menos gastos que otras petroleras

Las inversiones en exploración y producción a nivel global sufrirán un recorte de 26% en el promedio de las empresas petroleras más grandes del mundo y según el análisis de la consultoría Rystad Energy, pasarán de una proyección de 243,000 millones de dólares antes de la crisis de precios a 179,000 millones de dólares en sus nuevos planes.

Petróleos Mexicanos (Pemex) Exploración y Producción anunció un recorte de cerca de 1,690 millones de dólares (40,500 millones de pesos) para este año, que es apenas 9.4% de su gasto total y 13.7% de su gasto operativo, un monto insuficiente, según expertos, aun con los apoyos que tendrá por parte del gobierno federal.

El octavo reporte de la consultoría Rystad Energy sobre el impacto en los mercados por el Covid-19 establece que entre el 2019 y el 2020, las inversiones globales en exploración y producción petrolera sufrirán una reducción de 24% y por tipo de recursos, los que tendrán una mayor afectación serán los yacimientos de shale, que verán reducciones de 42.4%, seguidos de las arenas petrolíferas (desarrolladas principalmente en Canadá), con una caída de 41.6 por ciento.

De ahí, los yacimientos terrestres convencionales sufrirán recortes de inversión de 18.5%, mientras que las plataformas continentales de aguas someras verán una caída de 16.7 por ciento. Gracias a que las inversiones se han diferido a lo largo de muchos años, los gastos en aguas profundas se reducirán sólo 11.8%, en una menor proporción que el resto de los recursos, según el análisis.

De igual forma, la consultoría enlistó a las empresas con mayores recortes de inversión y que juntas permiten establecer la caída hasta ahora anunciada en el capex (gasto de capital) de exploración y producción global de 26% entre lo planeado y lo que se ejercerá para el 2020, que serán 179,000 millones de dólares.

Entre las firmas más grandes del mundo o majors, como ExxonMobil, Shell, BP, Eni y total, los recortes suman ya 17,100 millones de dólares, mientras que grandes empresas con capital privado y propiedad estatal como Equinor, Petrobras y Saudi Aramco reducirán 15,300 millones de dólares y las enfocadas en el desarrollo de shale como Marathon Oil, Continental, Antero y Pioneer verán una baja conjunta de 12,500 millones de dólares.

Entre las globales independientes, como Oxi, Repsol, Noble Energy, Hess, Murphy Energy y Apache, la reducción en las inversiones verá una baja de 8,000 millones de dólares.

El caso de Pemex

En tanto, Pemex anunció la segunda semana de abril un recorte de 40,500 millones de pesos (1,690 millones de dólares) al gasto de Exploración y Producción. Este monto equivale a 9.4% del total presupuestado para la subsidiaria en términos de capex.

“(El recorte en Pemex) por lo menos tendría que ser del doble para que fuera un plan sostenible”, dijo Gonzalo Monroy, experto en el sector energético mexicano. El socio director de la consultoría energética GMEC explicó que en contraste con recortes de otras petroleras como Exxon, que anunció una reducción de 30% de su presupuesto sumando más de 7,000 millones de dólares, o Shell, que redujo 25%, y Repsol, cuya contracción será de 20%; 9.4% del gasto en inversión física resulta insuficiente.

Pero, además, los recortes no se están llevando a cabo en las áreas que realmente pierden dinero en Pemex, que básicamente es Transformación Industrial, donde para el primer trimestre del año, la pérdida fue de más de 80,000 millones de pesos.

En materia de exploración y producción, también detalló que con 7,790 pozos operando hay muchos que no justifican su inversión y deben cerrar por falta de sentido económico.

Tal es el caso de algunos de los nuevos campos como Cibix, Munah y Esah, que son pequeños en comparación con los otros grandes activos que desarrolla Pemex y serían rentables en un contexto de precios de 40 dólares por barril de crudo, pero con los precios actuales, si aún no cuentan con infraestructura, es un buen momento para replantear su apertura, independientemente de que su puesta en marcha sea una promesa presidencial.

kgarcia@eleconomista.com.mx

El gobierno pone el pie a las renovables y abre la vía para más generación sucia

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que dirige Alfonso Morcos Flores, publicó un acuerdo para frenar la entrada en operación de las centrales eólicas y solares hasta nuevo aviso, debido a que su funcionamiento pone en riesgo la confiabilidad del abasto eléctrico del sistema eléctrico del país. El CENACE, el gestor de estos sistemas, también dará de alta centrales que se consideren como no despachables o must run, es decir, que deban entregar su energía al sistema sí o sí durante el día porque no pueden ser apagadas, sin importar los costos o tecnología con la que la generen.

La medida para frenar la entrada de nuevas centrales renovables, además de abrir la puerta a una reclasificación del despacho de las plantas existentes, ha puesto en alerta al sector solar y eólico que ve en el acuerdo, publicado el 29 de abril, como otro golpe a este tipo de tecnologías que la administración de Andrés Manuel López Obrador ha cuestionado y atacado desde el inicio del sexenio.

Para la industria, la decisión no está justificada y no deja claro en qué momento se levantarán estas medidas extraordinarias.

“El CENACE sí tiene la potestad de hacer esto, pero siempre tiene que justificarlo, y ahora no lo está haciendo”, dice Casiopea Ramírez, analista de la consultora especializada Fresh Energy.

El acuerdo del gestor de la red eléctrica prevé dos situaciones que pudieran afectar a las centrales renovables: el freno a la entrada de nuevas plantas y la reorganización de las llamadas must run.

La primera tiene el impacto más inmediato, porque afecta a las centrales renovables que están en proceso de construcción o de operación derivadas de la tercera subasta de largo plazo de finales de 2017, la última licitación bajo este mecanismo que abrió la puerta al incremento de este tipo de tecnologías durante el sexenio pasado, y que el actual gobierno canceló su continuación.

Hay 10 parques eólicos en estas etapas previas, que equivalen a una inversión de 2,000 millones de dólares, que se verán afectados por esta medida, dice una fuente del sector que pidió el anonimato.

La segunda acción que tomará el CENACE, sin embargo, es la que más preocupa al sector privado eléctrico, y que va más allá de las renovables, dice Alfonso Gutiérrez, gerente de la consultora especializada Antuko México.

“Las medidas pudieran verse como razonables, pensando en que solo se mantiene durante el periodo de crisis. Pero para eso, sería bueno tener algún parámetro, que no dieron, y eso es lo preocupante de lo que publicaron”, dice el especialista.

El gestor busca ampliar la lista de plantas conocidas como must run o que caen en la categoría de 'firmes no despachables', y pudieran abrir la puerta a plantas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que usan diesel o combustóleo, un energético contaminante con el que Pemex está lidiando para colocar, advierten las fuentes consultadas.

"El acuerdo erige barreras a la competencia y desplaza a la iniciativa privada, beneficiando indebidamente a centrales de generación más costosas y contaminantes. Sin motivación técnica sólida ni fundamento jurídico plenamente justificado, el CENACE ha desatendido su mandato legal de salvaguardar la eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional y la competencia en el mercado eléctrico, lo cual impacta negativamente a miles de consumidores en el sector comercial e industrial", señaló el Consejo Coordinador Empresarial (CCE) en un comunicado.

¿Cómo funciona el despacho?

El mercado eléctrico, en términos del despacho de electricidad, se conforma de cuatro cuadrantes donde se clasifican las centrales: las firmes despachables y no despachables, y las intermitentes despachables y no despachables.

05 de Mayo de 2020

6

Así se verá la refinería de Dos Bocas en Tabasco

La secretaria de Energía, Roció Nahle García, presentó la versión final de la construcción de la refinería de Dos Bocas, en Paraíso Tabasco, uno de los proyectos emblemas de la administración del presidente Andrés Manuel López Obrador, cuya inversión asciende a 8 mil millones de dólares. "Vamos a mostrarles cómo quedará instalada la refinería en esta área -que estamos construyendo", afirmó en un video con fecha 2 de mayo que se presentó durante la conferencia matutina del Presidente. La construcción de la refinería de Petróleos Mexicanos (Pemex) se dividió en 6 paquetes para una ejecución más acelerada, y hoy luce un avance en pilas de cimentación plantas coquizadora y primaria en el paquete 1; un avance del 6 por ciento en pilas de la zona de plantas del paquete 4; entre otras obras.

La séptima refinería de Pemex se estima concluya en 2022 y se espera permita aumentar la oferta de gasolina y diésel, así como reducir la importación de estos combustibles. Procesará crudo 100 por ciento Maya y estará integrada por 17 plantas de proceso, así como servicios auxiliares y la infraestructura de almacenamiento e integraciones necesarias para su funcionamiento. Milenio

