

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

02 de Octubre 2019

1

Incertidumbre de política energética genera restricciones en inversiones

GAS NATURAL

Ulises Juárez / Energía a Debate

La incertidumbre en la dirección que tendrá la política pública en materia energética genera restricciones para las inversiones, consideró David Madero, especialista en energía para la consultora ACCLAIM.

“Hay mucha incertidumbre también sobre la dirección que va a tener la política pública en materia de energía para los siguientes años, eso indudablemente genera una restricción para los que están invirtiendo”, afirmó durante su participación en el evento AVEVAWorld Conference, celebrado este martes.

“Hemos visto también un proceso con los reguladores, muchas salidas de comisionados con algunos nombramientos que no han terminado de gustar al sector”, agregó el especialista refiriéndose a los nombramientos de la terna para ocupar la presidencia de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) realizados por el presidente de la República Andrés Manuel López Obrador este mismo día.

Ante empresarios, funcionarios públicos, analistas y medios de comunicación, el también ex director general del Centro Nacional de Control del Gas Natural (Cenagas) destacó asimismo el potencial que representa para México la integración energética con la región de América del Norte.

“Tenemos un mercado interno muy atractivo, somos más de cien millones de personas, contamos todavía con población joven, hay por crecer y mucho por alcanzar a niveles norteamericanos y eso nos da un gran potencial”, subrayó. “Créanme, tenemos el potencial de integrarnos con Norteamérica; es decir, entender que la seguridad energética es algo que tenemos que entender a nivel de regiones y no solamente como países”, añadió Madero.

De acuerdo con los últimos reportes de la Secretaría de Energía (Sener), las importaciones de gas natural alcanzaron los 5 mil 411 millones de pies cúbicos diarios, un 500 por ciento por encima del volumen adquirido del exterior en 2009, cuando se encontraba en los 900 millones de pies cúbicos al día.



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

02 de Octubre 2019



Ellos son los tres aspirantes a Presidente de la CREI REGULACIÓN

Redacción / Energía a Debate

El presidente Andrés Manuel López Obrador envió al Senado de la República la terna para elegir al nuevo Presidente de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), quien estará al frente de la CRE hasta diciembre de 2022.

Los tres aspirantes son: Alfonso López Alvarado y Leopoldo Vicente Melchi García, Rosío Vargas Suárez.

Aquí sus perfiles:

Alfonso López Alvarado es ingeniero químico por la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo. Tiene maestría en Ingeniería Química de la Universidad Nacional Autónoma de México y maestría en administración por el Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM). En febrero de este año fue nombrado director general de Contratos Petroleros de la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (Sener). Se ha desempeñado como asesor de la Secretaría de Energía en la Unidad de Hidrocarburos y jefe de la Planta Clorados I del complejo petroquímico Pajaritos.

Leopoldo Vicente Melchi García es un ingeniero químico por la Universidad Veracruzana. Tiene diplomados de la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM) y la UNAM relacionados con la dirección de empresas, protección ambiental y control de calidad de agua. También fue gerente de evaluación y auditoría en la subdirección de Desarrollo Sustentable, Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental. Fue líder de

auditoría soporte a la ejecución efectiva del sistema Pemex SSPA-2016 en Instalaciones Industriales de Transformación Pemex Logística, Producción y Pemex Perforación. Tuvo varios otros cargos en refinación y petroquímica en Pemex.

Rosío Vargas Suárez es licenciada en economía por la Universidad Nacional Autónoma Metropolitana, Campus Xochimilco. Cursó el doctorado en el Posgrado de Ingeniería Energética de la UNAM (2003), además de la maestría en Economía y Política Internacional por el Centro de Investigación y Docencia Económicas. Ha trabajado en planeación en Pemex Gas y Petroquímica Básica. Es investigadora de tiempo completo en el Centro de Investigaciones sobre América del Norte de la UNAM, donde fue coordinadora del Área de Estudios de Globalidad en el Centro de Investigaciones sobre América del Norte, así como investigadora de tiempo completo del Programa de Energéticos en el Colegio de México. Ciertamente, también ha sido colaboradora de Energía a Debate.

Llega la primera importación de combustible Shell

Redacción / Energía a Debate

Silao, Guanajuato.- Shell anunció la llegada del primer ferrocarril con combustible importado propio de la marca a la terminal de almacenamiento de San José Iturbide, Guanajuato.

Inicialmente, la importación se realizará vía terrestre y posteriormente de forma marítima. Esto permitirá abastecer inmediatamente el 25% de las necesidades de combustible de las Estaciones de Servicio de la zona del Bajío y avanzar en la consolidación de una red de más de 1,200 Estaciones de Servicio proyectada en los próximos años.

El plan de expansión de la empresa incluye una inversión de mil millones de dólares durante los próximos 10 años y está enfocado en tres pilares fundamentales: Infraestructura, Servicio y Producto.

“La importación de nuestro propio combustible es parte fundamental de nuestra oferta de valor y representa un factor esencial para apoyar nuestros planes de crecimiento en México durante los próximos años”, aseguró Murray Fonseca, Director de Downstream de Shell México.

La primera importación del producto será a través de la terminal de Almacenamiento de San José de Iturbide, en el estado de Guanajuato.

“México es un país muy importante para Shell a nivel global y esta primera e histórica importación demuestra nuestro interés por seguir apostando por este mercado a través de proyectos a largo plazo en donde nuestra tecnología, nuestra experiencia y nuestra gente hagan la diferencia”, comentó Murray Fonseca.

Añadió, “seguiremos balanceando nuestro suministro con importaciones y a través de compras de combustible a nuestros socios locales, para de esa forma asegurar el suministro a nuestros socios aliados que hoy confían en nuestra marca en los 12 estados donde actualmente nos encontramos”.

Actualmente, Shell cuenta con cerca de 200 Estaciones de Servicio en 12 estados del país. En éstas se ha empleado a más de 5,000 Especialistas de Servicio, a quienes se capacita continuamente con conocimientos generales de mecánica, mantenimiento, seguridad, así como en cuidado e higiene de alimentos en las tiendas de conveniencia Shell Select. Todo ello, a través de la recientemente inaugurada Shell Academy, con una inversión de un millón de dólares.

Con más de 60 años en México, Shell mantiene su compromiso y confianza con el mercado mexicano, haciendo posible que la compañía brinde una experiencia completa y única a los consumidores para continuar ofreciendo productos que han sido reconocidos por su calidad en todo el mundo: la gasolina Shell V-Power —combustible premium—, la gasolina regular Shell Super y la línea de lubricantes Shell.

Con acciones como esta, Shell confirma su compromiso de largo plazo con el desarrollo de un sector energético competitivo, abierto y moderno para México.

02 de Octubre 2019



4

Precio del petróleo mexicano de exportación bajó 8.56%, a 50.15 dólares por barril

Los precios referenciales del petróleo cayeron este martes 1 de octubre porque datos económicos débiles de Estados Unidos atenuaron la perspectiva sobre la demanda de crudo.

Redacción Redacción

El precio de la mezcla mexicana de petróleo de exportación cerró la primera jornada de este octubre con una pérdida de 4.70 dólares o 8.56% respecto a lunes, para ofertarse en 50.15 dólares por barril, según los datos de Petróleos Mexicanos (Pemex) difundidos en su sitio web.

Los precios referenciales del petróleo cayeron este martes 1 de octubre porque datos económicos débiles de Estados Unidos atenuaron la perspectiva sobre la demanda de crudo, mientras que informes de una disminución del bombeo en el tercer trimestre de los mayores productores del mundo contuvo una baja mayor de los precios.

Los futuros del crudo Brent cayeron a 58.89 dólares por barril, un descenso de 36 centavos, mientras que el precio del crudo West Texas Intermediate (WTI) de Estados Unidos cayó 45 centavos a 53.62 dólares por barril.

La actividad de la industria de manufacturas de Estados Unidos se derrumbó en septiembre a su menor nivel desde junio del 2009, ya que las condiciones de las empresas siguieron deteriorándose en medio de las tensiones comerciales entre Washington y Pekín, mostró un reporte de la industria publicado el martes.

El Instituto de Gerencia y Abastecimiento (ISM por sus siglas en inglés) dijo que su índice de actividad para el sector fabril fue de 47.8 en el noveno mes del año, frente a la lectura de 49.1 de agosto.

Los futuros del petróleo bajaron junto con las acciones, después del dato manufacturero de Estados Unidos.

"Los datos negativos de manufacturas de ISM golpearon el mercado bursátil e impactaron de paso al petróleo", dijo Jim Ritterbusch de la firma Ritterbusch and Associates a la agencia Reuters.

Más temprano, los precios referenciales del petróleo se habían recuperado tras la publicación de un sondeo de Reuters que mostró que la producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) cayó a su mínimo en ocho años en septiembre, a 28.9 millones de barriles por día (bpd), 750,000 bpd menos que la cifra revisada para agosto.

La Organización Mundial del Comercio (OMC) redujo su pronóstico para el comercio a un nivel mínimo de una década.

De acuerdo con el organismo internacional, el volumen del comercio aumentará 1.2% este año y 2.7% en 2020, después de haber crecido 3.0% en 2018. La OMC advirtió sobre los riesgos que enfrenta el comercio internacional, sobre todo si Estados Unidos cumple con sus amenazas y aplica una nueva ronda de aranceles sobre las importaciones de China y de la Unión Europea.

Trabaja Pemex con modelo digital de AVEVA para Dos Bocas TECNOLOGÍAS

Ulises Juárez / Energía a Debate

Petróleos Mexicanos (Pemex) ya se encuentra trabajando con el modelo digital, desarrollado por la empresa AVEVA, para la construcción de la refinería de Dos Bocas, en el municipio de Paraíso, Tabasco.

Federico Hernández, director de Ventas de AVEVA para Latinoamérica, confirmó que esta solución, consistente básicamente en un “gemelo digital” de la planta y sus instalaciones relacionadas, también incluye el transporte por ducto del petróleo crudo a refinar, así como de los productos refinados.

“En AVEVA estamos trabajando con todas las áreas de Pemex que están alrededor de la nueva refinería pero también de todo lo que es el transporte de hidrocarburo para poderlo acompañar en la transformación digital del negocio”, comentó para Energía a Debate en el marco del evento AVEVAWorld Conference, celebrado este martes.

La idea, agregó, es poder ayudar a la petrolera y sus contratistas a que el transporte y la refinación cumplan con los estándares fijados por ellos mismos, a la vez de que sea segura, eficiente y que permita maximizar las inversiones tanto de la iniciativa privada participante, como del gobierno mexicano.

Detalló que entre las ventajas de trabajar con la digitalización se encuentran que quienes operan la refinería o el transporte de hidrocarburos puedan tener la supervisión, el control y los indicadores que les permitan tomar decisiones en tiempo real haciendo más seguros sus activos e instalaciones, extendiendo así su vida útil con todo lo que eso conlleva: ahorro importante para el operador y en definitiva para México.

En el contexto de América Latina, una solución similar para la transformación digital de una planta de refinación de petróleo como la que está prestando AVEVA para Dos Bocas, cuya capacidad de refinación será de 340 mil barriles diarios, se encuentra entre los 5 y 15 millones de dólares, estimó el directivo.

“Obviamente dependen del tamaño, del desafío que tengan, dependen de los estándares. Hay un montón de variables que juegan para que esto pueda ser mayor o menor”, abundó.

Federico Hernández, asimismo, calificó el tamaño de México, y en particular de Pemex, en términos de oportunidad de negocio, como importante e interesante. “A nivel global es de los más interesantes”, aseguró.

En México se encuentra uno de los más de 22 centros de proyectos que posee AVEVA en el mundo y en el país registró un crecimiento superior al promedio de la región latinoamericana, que fue de alrededor de 30 por ciento al cierre del año fiscal de 2019 (31 de marzo).

“Casualmente, en el día de ayer 30 de septiembre, hemos culminado nuestro primer ‘half’ y estamos con un crecimiento de doble dígito superior al que acabo de mencionar”, añadió Hernández, en referencia al primer semestre del año fiscal en curso.

Adelantó que para mediados del año que viene, AVEVA desarrollará proyectos en el segmento de ‘downstream’ de México, para lo cual ya se encuentra en algunas conversaciones. “Para ser justos, estamos conversando sobre importantes inversiones y desarrollos para lo que es el ‘downstream’”, dijo.

Aprueba CNH modificación a planes de campos Cactus, Onel y Manik **PETRÓLEO**

Redacción / Energía a Debate

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) aprobó modificaciones a los planes de desarrollo de Pemex Exploración y Producción (PEP) referentes a los campos petroleros Cactus, Onel y Manik, que en conjunto suman inversiones por 2 mil 234.05 millones de dólares (mmdd).

En la 58ª sesión extraordinaria de su órgano de gobierno, celebrada en la tarde del martes de esta semana, la CNH aprobó la modificación al plan para la Asignación A-0057-M-Campo Cactus, con el que se prevé recuperar un total de 6.9 millones de barriles (mmb) de petróleo crudo y 15.9 mil millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas natural, equivalente a la reserva 2P, con un costo total asociado de 342 mmdd.

Este monto también considera una perforación y terminación, 9 reparaciones mayores, 5 reparaciones menores, así como 59 taponamientos y abandono de infraestructura.

El campo Cactus tiene una superficie de 102.5 kilómetros cuadrados (km²) y se ubica a 25 kilómetros al Suroeste de Villahermosa, Tabasco. A la fecha, se ejercieron 100.3 mmdd, 32.1 millones adicionales (47 por ciento) a lo autorizado en el plan de desarrollo vigente que es de 68.2 mmdd.

La reserva remanente certificada al 1 de enero de 2019 es de 2.4 mmb de aceite y 7.5 mmmpc de gas natural.

En segundo término, la CNH aprobó la modificación al plan correspondiente a la Asignación A-0245-M-Campo Onel, que plantea recuperar un total de 98.1 mmb de aceite y 205.3 mmmpc de gas a la vigencia de la asignación, a través de 5 perforaciones de pozos, 5 reparaciones mayores, 33 reparaciones menores, 3 ductos y 1 plataforma.

La Comisión detalló que el costo total asociado es por 1 mil 722 mmdd en el cual se incluye el taponamiento de 19 pozos y el desmantelamiento de 7 instalaciones. Las actividades de abandono finalizarán 3 años posteriores al límite económico en 2039.

La reserva remanente certificada al 1 de enero de 2019 es de 108.3 mmb y 251.5 mmmpc correspondientes a 161 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

Onel se localiza en aguas territoriales de la plataforma continental del Golfo de México, frente a las costas de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 96 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, en un tirante de agua de entre 70 y 100 metros.

Cuenta con una superficie de 31.5 km², con 15 pozos perforados, de los cuales 14 son productores.

Finalmente, la CNH se pronunció sobre la modificación al plan de desarrollo para la extracción de la Asignación A-0205-M-Campo Manik, que contempla un programa de inversiones y otros egresos por un total 170.05 mmdd.

La modificación considera 163.06 mmdd para las actividades indicadas (98.78 por ciento más respecto al plan vigente).

Esta Asignación tiene una superficie 10.42 km² y se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del estado de Campeche, aproximadamente a 142 km al noreste del puerto de Dos Bocas, Tabasco, y a 87 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche.

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

02 de Octubre 2019

Proyectan más inversión para Pemex y API en 2020

7

En el Presupuesto de Egresos de la Federación estima recursos por arriba de 2 mil 600 millones de pesos para las instalaciones de Madero, Altamira y Tampico.

El Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación 2020 perfila para Tamaulipas recursos para hacer inversiones en el ramo de Pemex por más de 2 mil millones de pesos y la Administración Portuaria Integral en Altamira y Tampico por más de 502 mil pesos, además se confirma la disminución del gasto de manera general para el próximo ejercicio fiscal. Un documento del Centro de Estudios de las Finanzas Públicas (CEFP) de la Cámara de Diputados desglosa la información dos secciones. La primera se refiere a las cifras del Gasto Federalizado que es por un monto de 55,208.7 millones de pesos, esto comprende el Ramo 28 "Participaciones a las Entidades Federativas y Municipios" en el que habrá 29,268.1 mdp y el Ramo 33 "Aportaciones Federales" que tendrá 22,099.5 mdp, así como las asignaciones previstas para los Convenios de Descentralización para los que se asignaron 3,241.5 mdp y para la Protección Social en Salud, 599.5 mdp.

La segunda sección contiene información del Gasto Federal para la entidad, que se ejerce de dos formas distintas: "Programas de Subsidios y de Proyectos de Inversión" para el que Tamaulipas tendrá 9,925.0 millones de pesos, que ejecutan las Delegaciones y Representaciones del Gobierno Federal en la entidad y los municipios para el cumplimiento de los objetivos de los programas federales y, los recursos asignados a "Programas y Proyectos de Inversión" consignados por el orden de 3,034.5

En el caso de la cartera de Programas y Proyectos de Inversión, refiere que a Pemex se le asignarán recursos de 2,169,718,619 de pesos, aplicados: en restauración, estandarización y adecuación de los muelles de la TOMP Madero (un millón de pesos); mantenimiento integral de las instalaciones del CPG Arenque (\$56,198,082); mantenimiento de la refinería Madero 2019-2023 (\$2,082,970,000) y mantenimiento para el Sistema Altamira Integral (\$29,550,537).

En el mismo rubro, API de Altamira tendrá para: subestaciones eléctricas y líneas de transmisión (89,052,168 pesos); obras de protección al litoral costero etapa 1 (\$271,111,690); Muelle y patio API 3 (\$47,281,202); adecuación de pavimentos en patios EX-ITA y P.V.I y vialidad Mar Rojo en Altamira (\$50 millones) y para API Tampico son \$44,814,842 para mantenimiento a infraestructura portuaria y de servicios 2019-2021. En total para ambos puertos son 502 millones 259 mil 902 peso**S**.