

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

5 de septiembre de 2024



1

Estímulos fiscales a la gasolina han costado 950,463 millones de pesos desde la guerra en Ucrania

Analistas señalan que de no haber sido por esta política fiscal de estímulos, en el 2022 la gasolina Magna pudo haber alcanzado un precio por encima de los 30 pesos por litro.

Desde el 2022, año en que inició la guerra en Ucrania y se dispararon los precios internacionales del petróleo, el gobierno federal ha otorgado estímulos fiscales a las gasolinas y el diésel para estabilizar sus precios y evitar el famoso gasolinazo, los cuales habrán costado a las arcas públicas un total de 950,463 millones de pesos para el cierre de 2024.

Dicha cifra se desprende de lo que estima la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) dejó de recaudar en el 2022 y el 2023, así como lo que dejará de recaudar en el presente año, las cuales vienen en sus últimos dos documentos de Renuncias Recaudatorias.

Cabe aclarar que Hacienda no publicó la edición 2023 de este documento, por lo que el cálculo se hizo con las estimaciones de renuncias recaudatorias que hizo la dependencia para ese año en el 2022.

Gracias a la política de estímulos que llevó a cabo la administración saliente, el precio de la gasolina regular o Magna ha subido en el sexenio 24% en términos nominales y hasta el cierre de julio pasado, encarecimiento que estuvo por debajo de la inflación acumulada en el mismo periodo, que fue de 32.94 por ciento.

Al cierre de julio del 2024, la gasolina regular en México tenía un precio promedio a nivel nacional de 23.99 pesos por litro, un incremento de 24.24% o de 4.68 pesos respecto al precio con el que cerró el sexenio de Enrique Peña Nieto (de 19.31 pesos por litro), según datos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Además, de no haber sido por esta política fiscal de estímulos, en el 2022 la gasolina Magna o regular pudo haber alcanzado un precio por encima de los 30 pesos por litro, según ha explicado Alejandro Montúfar, director general de PETROIntelligence.

En el 2022 incluso se tuvieron que otorgar subsidios complementarios a la gasolina durante algunos meses, es decir, que el gobierno no sólo dejó de recaudar IEPS, sino que además puso dinero para evitar que los precios subieran más.

Actualmente, los estímulos fiscales están en un menor nivel que en los dos años anteriores, lo que ha encarecido a la gasolina y ha provocado que esté más cara que nunca.

La SHCP calcula que por estímulos fiscales a las gasolinas y el IEPS, este año se dejarán de recaudar un total de 26,357 millones de pesos, según el último documento de Renuncias Recaudatorias elaborado por Hacienda.

Sube menos que en EU

El incremento observado en el precio de la gasolina regular mexicana en el actual sexenio estuvo por debajo del aumento que tuvo el mismo combustible en Estados Unidos entre noviembre del 2018 y julio del 2024, al encarecerse 37.22%; el precio de la gasolina pasó de 2.54 a 3.48 dólares por galón.

Igualmente el aumento observado en México en el gobierno actual estuvo por debajo del que sufrieron los precios internacionales tanto de la gasolina como del petróleo.

El precio spot de la gasolina regular en la Costa del Golfo estadounidense (un precio de referencia a nivel internacional) incrementó 66.78% entre noviembre del 2018 y julio del 2024, pasando de 1.44 a 2.39 dólares por galón.

Por su parte, la mezcla mexicana de petróleo crudo para exportación se ha incrementado 35.39%, pues cerró el sexenio de Peña con un precio de 53.14 dólares por barril y cerró julio en 71.95 dólares.

A partir de la reforma energética de Enrique Peña Nieto, el gobierno dejó de subsidiar a las gasolinas y comenzó a cobrar el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), que tiene una cuota fija misma que se va actualizando año con año conforme a la inflación.

No obstante, en este gobierno se han otorgado estímulos fiscales sobre el IEPS para estabilizar los precios de los combustibles y evitar que éstos incrementen por encima de la inflación.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), determina el nivel de estímulos fiscales a partir del comportamiento de los precios internacionales del petróleo y las gasolinas.

Cuando el petróleo sube, el gobierno aumenta el estímulo y cobra menos IEPS; por el contrario, cuando el petróleo baja, el gobierno recorta el nivel de estímulos fiscales y vuelve a cobrar más IEPS.

Sube menos que en sexenios anteriores

De hecho, el incremento de poco más de 24% en el gobierno de López Obrador es menor que los aumentos que experimentó la gasolina en los tres sexenios anteriores.

En el sexenio del priista de Enrique Peña Nieto (2012-2018), durante el cual se dejó de subsidiar a la gasolina, el precio de la gasolina se encareció 82% en términos brutos, pasando de 10.61 a 19.31 pesos por litro.

Mientras que en la administración del panista Felipe Calderón (2006-2012), la gasolina Magna subió 58.59%, pasando de 6.69 a 10.61 pesos, al tiempo que en la administración del también panista Vicente Fox el mismo combustible aumentó 33%, de 5.03 a 6.69 pesos por litro. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

5 de septiembre de 2024

2

Petróleo repunta tras desplome; mientras la OPEP+ estudia aplazar alza de producción

Los precios del petróleo repuntaban este miércoles tras una prolongada caída, después de que fuentes de la OPEP+ dijeran a Reuters que el grupo de productores está debatiendo retrasar el alza del bombeo previsto para octubre.

Los **precios del petróleo** repuntaban este miércoles tras una prolongada caída, después de que fuentes de la **OPEP+** dijeran a Reuters que el grupo de productores está debatiendo retrasar el alza del bombeo previsto para octubre.

A las 11:44 GMT, los futuros del **Brent** subían 45 centavos, o un 0.6%, hasta los 74.20 dólares, y los del **West Texas Intermediate** en Estados Unidos (WTI) ganaban 55 centavos, o un 0.8%, a 70.89 dólares. Ambos referenciales llegaron a perder 1 dólar y luego ganaron 1 dólar desde su cierre del martes, antes de establecerse en los niveles actuales.

En poco más de una semana, los precios de los futuros del Brent cayeron un 11%, unos 9 dólares, y el miércoles alcanzaron un mínimo de 72.63 dólares. Sólo el martes, [los precios de referencia restaron más de un 4 por ciento](#).

Los **mediocres datos de Estados Unidos y China** acentuaron las persistentes expectativas de debilitamiento de la economía mundial y de la demanda petrolera, contribuyendo a desencadenar un declive más generalizado de los mercados mundiales.

Mientras tanto, los operadores creen que el conflicto que paraliza las exportaciones de petróleo libio podría llegar a su fin, con lo que volvería a aumentar la oferta de crudo.

Esto supone un reto para la OPEP+, que la semana pasada parecía dispuesta a seguir adelante con los aumentos de producción previstos para octubre. El grupo está preocupado ahora por la volatilidad del mercado, según una de las fuentes, y se está debatiendo un aplazamiento de alzas.

Si la OPEP+ no ofrece garantías de que los actuales recortes de la producción se prolongarán de forma más indefinida, el mercado podría perder la fe en que la OPEP+ defienda el nivel de 70 dólares por barril", escribieron los analistas de Citi en una nota.

Los últimos datos publicados han avivado la preocupación por una demanda más débil de lo previsto en China, el mayor importador de crudo del mundo, y por la caída del consumo en Estados Unidos. El Economista

Precios del petróleo pierden más de 1 dólar por barril por temores sobre demanda

Durante la sesión, ambos referenciales oscilaron entre 1 dólar a la baja y 1 dólar al alza tras noticias de que la OPEP+ estaba discutiendo retrasar un posible aumento de la producción porque se espera que el bombeo en Libia aumente.

Los **precios del petróleo** cayeron más de 1 dólar por barril el miércoles, en una sesión volátil, con los operadores preocupados por la demanda en los próximos meses debido a que los productores ofrecieron señales mixtas sobre el aumento de la oferta.

Los futuros del crudo **Brent** cerraron con una baja de 1,05 dólares, o 1.42%, a 72.70 dólares por barril. Los futuros del crudo **West Texas Intermediate (WTI)** de Estados Unidos perdieron 1,14 dólares, o un 1,62%, a 69.20 dólares.

Durante la sesión, ambos referenciales oscilaron entre 1 dólar a la baja y 1 dólar al alza tras noticias de que la **OPEP+** estaba discutiendo retrasar un posible aumento de la producción porque se espera que el bombeo en Libia aumente.

En una liquidación más amplia, los precios de los futuros del **Brent** cayeron 11%, o unos 9 dólares, en poco más de una semana, y el miércoles alcanzaron un mínimo de 72.63 dólares.

Los **mediocres datos de Estados Unidos y China** acentuaron las persistentes expectativas de debilitamiento de la economía mundial y de la demanda petrolera, contribuyendo a desencadenar un declive más generalizado de los mercados mundiales.

Mientras tanto, los operadores creen que el conflicto que paraliza las exportaciones de petróleo libio podría llegar a su fin, con lo que volvería a aumentar la oferta de crudo.

"Esta liquidación desvió la atención hacia cuál sería la respuesta de la OPEP+, que la semana pasada parecía lista para iniciar los aumentos de producción planificados en octubre", escribió Alex Hodes, analista de StoneX. "El grupo ahora está preocupado por los precios y las fuentes dicen que ahora se está discutiendo un retraso en los aumentos".

Los últimos datos publicados han avivado la preocupación por una **demandas más débil** de lo previsto en China, el mayor importador de crudo del mundo, y el impacto del consumo en Estados Unidos. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

5 de septiembre de 2024

3

Mipymes: Dan contratos por 123 mmdp

Se busca impulsar a los proveedores locales en el país

Petróleos Mexicanos (Pemex) destinó más de 123 mil millones de pesos en contratos para la micro, pequeña y mediana empresa (**Mipymes**), en línea con su estrategia de impulsar la contratación de proveedores locales.

Además de que más de la mitad de sus procesos de contratación se ha otorgado a través de concursos abiertos, garantizando una oportunidad equitativa entre las empresas participantes, refirió la compañía dirigida por **Octavio Romero Oropeza**.

La petrolera destacó que el objetivo de esta estrategia es fortalecer el desarrollo económico en las regiones donde opera, principalmente en el sureste del país, donde las actividades de la empresa tienen una presencia significativa.

Detalló que se han apoyado principalmente a las **Mipymes** de estados como Campeche, Tabasco y Veracruz al ser beneficiados con 36 por ciento del total de contratos asignados, que equivale a más de 44 mil millones de pesos.

Pemex también resaltó que su compromiso con estas unidades de negocio también se ha reflejado en la transparencia de sus procesos de contratación, ya que 61 por ciento de éstos se ha otorgado a través de concursos abiertos, lo que garantiza una distribución equitativa de oportunidades.

Además, apuntó, ha creado programas en favor de las **Mipymes**, los cuales buscan mejorar su competitividad, en 2022, por ejemplo, implementó el programa de Autoevaluación de Competitividad Empresarial (ACE), que ofrece asesoría y apoyo para optimizar procesos y acceder a contratos de manera más directa.

También, comentó que a lo largo del sexenio ha desarrollado una serie de estrategias logísticas y de abastecimiento que no solo facilitan la participación de las **Mipymes** en su cadena de suministro, sino que también contribuyen a reducir costos y a aumentar la derrama económica en las comunidades locales. El Herald

Gobierno Peruano mantiene directorio de Petroperú en medio de crisis financiera

El Gobierno peruano mantiene al directorio de Petroperú, mientras evalúa medidas para enfrentar la crisis financiera de la estatal, incluyendo posibles reestructuraciones o incluso la quiebra.

El Gobierno de Perú ha decidido mantener al actual directorio de la estatal Petroperú, a pesar de los rumores sobre su posible sustitución. El ministro de Energía y Minas, Rómulo Mucho, aseguró que están trabajando para asegurar la viabilidad de la empresa, que enfrenta una crisis financiera severa.

Esta crisis, según el ministro, es resultado de años de mala gestión, y el Ejecutivo tiene la intención de aplicar medidas para rescatar a la compañía.

El primer ministro, Gustavo Adrianzén, subrayó la preocupación del Gobierno por encontrar una solución adecuada, dado que la posibilidad de quiebra de Petroperú ha sido mencionada por el directorio de la empresa.

En respuesta, el presidente de Petroperú, Oliver Stark, comentó que la injerencia política ha dificultado la reestructuración de la compañía y advirtió que, si no se toman medidas antes de fin de mes, el directorio podría renunciar.

La crisis de Petroperú ha llegado a un punto crítico, con su junta de accionistas pidiendo al Gobierno que tome una decisión sobre el futuro de la empresa. Entre las opciones planteadas están continuar inyectando capital, llevar a cabo una reestructuración profunda, o incluso considerar la quiebra, con las implicaciones legales y financieras que esto conlleva.

El ministro de Economía y Finanzas, José Arista, añadió que cualquier decisión apresurada podría ser costosa y reiteró que no se comprometerán fondos públicos para financiar a Petroperú.

También mencionó que la Refinería de Talara, cuya construcción fue significativamente más costosa de lo previsto, está operando al 80-90% de su capacidad, y que alcanzar el 100% es crucial para mejorar la situación financiera de la empresa. OGM

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

5 de septiembre de 2024

4

Presenta la Barra de abogados libro sobre los 10 años de la reforma energética

Reflexionan 22 expertos sobre los objetivos de la reforma, cómo está el sector actualmente y cuáles son las perspectivas, entre otros puntos

Hace una década que se aprobó la reforma energética de 2013-2014 que permitió la apertura del sector a la competencia y a la libre concurrencia. En el camino, en 2018, hubo un **golpe de timón** con la llegada de la Cuarta Transformación al gobierno federal, con esfuerzos regulatorios y operativos para volver a posicionar en primer lugar a las empresas del Estado, Petróleos Mexicanos (Pemex) y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Por ello, este año, la **Barra Mexicana Colegio de Abogados (BMA)** tomó la iniciativa de hacer una revisión de qué se ha hecho en estos diez años, en dónde se encuentra actualmente el sector y cuál es la perspectiva.

Para ello buscó a expertos, ex funcionarios con larga trayectoria en el sector, analistas y otras voces para que respondieran a seis interrogantes relacionadas con el camino que ha andado el sector energético en los últimos diez años, como: ¿Qué teníamos antes de la reforma? ¿Qué se reformó y en qué consistió el cambio? ¿Qué se perseguía y qué se ha alcanzado? ¿Dónde estamos ahora? ¿Qué sigue? ¿Cuál es la perspectiva en cada tema?

Así, 22 autores, orquestados por Alfredo Orellana Moyao, coordinador de Energía de la Barra, desarrollaron cada punto para quedar integrados en 19 artículos recopilados en la obra **Regulación del sector energético en México. Una década de transformación (2013-2014) – (2023-2024)**, editado bajo el sello de Tirant Lo Blanch.

“Hoy, a diez años de aquella trascendental reforma, el escenario energético mexicano se erige como un testimonio de la complejidad y la dinámica inherentes a la búsqueda constante de equilibrios entre el interés público y la participación privada. En estas páginas, se despliega un riguroso análisis de las posturas divergentes que han surgido en torno a este proceso, proporcionando una visión completa y matizada de los logros, retos y proyecciones que ha enfrentado nuestra nación”, prologó Víctor Olea Peláez, presidente de la BMA.

Durante la presentación del libro, realizada en la sede de la Barra en la Ciudad de México, **Marco A. de la Peña**, autor del capítulo “Diez años de cambios en el régimen jurídico y contractual de la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en México”, destacó el papel que ha jugado la BMA en el desarrollo del sector de la energía, principalmente en el contexto de las reformas presentadas en 2022 por el actual jefe del Ejecutivo y que finalmente fueron rechazadas.

“En el caso de las reformas legislativas que iban más allá del modelo constitucional, también la Barra hizo una serie de pronunciamientos en su momento que permitieron atemperar algunos puntos que eran en ese momento apuntalados por la administración de la Cuarta Transformación con respecto de la reforma del 2013”, refirió.

Y respecto a las reformas que están actualmente en curso, como la que intenta la desaparición de los organismos reguladores autónomos, como la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, exhortó a tratar de incidir para que conserven justamente su autonomía.

Por su parte, **Yolanda Villegas**, quien junto con **Frank Márquez** elaboraron el capítulo “Reforma energética y el Impacto Social en los Proyectos Energéticos”, recordó que para el desarrollo de los proyectos energéticos en México, en la reforma de 2013 se separaron legal e institucionalmente los aspectos medioambientales de los sociales, quedando unos en la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) y los otros en la Secretaría de Energía (Sener).

“La práctica internacional lo que nos ha dicho es que, la arista medioambiental con la arista social están convergiendo [...] Mi propuesta es que quizá debería de haber una correlación mucho más preponderante porque muchos de los problemas sociales tienen una raíz ambiental”, expuso.

De su lado, **Guillermo García Alcocer** escribió “El modelo gasolinero a 10 años de la reforma energética de 2013”, dijo al respecto que las estaciones de servicio llegaron gracias a la reforma energética y ahí quedarán porque, argumentó en la presentación del libro, al público usuario le gusta la variedad de opciones de gasolinas y diésel. Por ello, recordó que la filosofía del servicio es poner al ciudadano en el centro.

Igualmente, aprovechó para recordar que las gasolineras son fundamentales para la transición hacia la electromovilidad.

En su oportunidad, **Juan Roberto Lozano Maya**, quien se encargó del material titulado “La transición energética en México antes y después de la Reforma Energética de 2013”, se pronunció por acabar con la polarización en las posturas en torno al sector energético y, por el contrario, encontrar un punto de equilibrio.

“Todas las voces son plausibles, pero creo que lo que le falta al sector es una discusión más informada”, consideró.

En cuanto al gas licuado de petróleo (gas LP), **Susana Ivana Cazorla Espinosa** relató sus experiencias profesionales y las dificultades para la apertura de este sector.

En el evento, por ello, se pronunció por la apertura a la competencia real y libre y apuntó que los subsidios generalizados no son buenos en ningún sector.

Respecto a la reforma de 2013, aclaró que, contrario al discurso oficial actual, la intención nunca fue la privatización de las empresas estatales, sino la competencia. EAD

5 de septiembre de 2024



Ve AMH2 potencial de descarbonización del sector transporte con hidrógeno verde

La Asociación prevé que para 2050 el sector transporte podría alcanzar un consumo de 1 millón 631 mil toneladas anuales de hidrógeno verde

México podría alcanzar un consumo anual de **42 kilotoneladas de hidrógeno verde** para 2030 en el sector autotransporte, volumen que podría aumentar **al millón 631 mil para 2050**, según estimaciones compartidas por la **Asociación Mexicana del Hidrógeno (AMH2)**.

En el camino, según datos de diversas instituciones nacionales e internacionales recabados por la Asociación, para 2040 el país podría tener un consumo de **606 kilotoneladas por año** en este segmento.

“Yo creo que va a llegar más rápido la posibilidad a vehículos pesados dada la necesidad de descarbonización de la industria del transporte”, comentó Israel Hurtado, presidente de la AMH2.

En conversación con **Energía a Debate** sobre las perspectivas del hidrógeno “verde” en México, Hurtado agregó que las empresas relacionadas con el transporte pesado, como el de personas y de mercancías, tienen un amplio margen de oportunidad para emigrar al hidrógeno, toda vez que para ellas es muy importante dejar de utilizar diésel y gasolina y con ello reducir sus emisiones.

Con cifras estimadas en 2023, el organismo calcula que el parque vehicular del país que podría utilizar hidrógeno verde en 2030 – considerando autos ligeros y SUV, autobuses de pasajeros y camiones de carga de empresas medianas y grandes— tendría una participación de **0.1 por ciento**, un porcentaje pequeño si se toma en cuenta que el número de unidades sustituidas llegaría a las **33 mil**.

Sin embargo, en los siguientes diez años podría aumentar **a 0.6 por ciento** con **498 mil vehículos** para después alcanzar **1 millón 355 mil en 2050**, representando **1.3 por ciento** del parque vehicular total.

Por número de unidades sustituidas, los autos ligeros y las SUV tienen las mayores cifras, ya que al 2050 podrían ubicarse en las 891 mil unidades, **o 1.0 por ciento** del total de ese tipo de vehículos, pero el rubro de mayor crecimiento es el del transporte público, ya que para ese mismo año tendría una participación de **16 puntos porcentuales** del total de camiones y autobuses circulando.

A la Asociación pertenecen algunas marcas relacionadas de manera directa o indirecta con el segmento de la movilidad, como Cummings, Mitsubishi y Traxion, por mencionar algunas. Entre todas ellas trabajan en el **Comité de Movilidad** justamente para impulsar el tema de movilidad.

Regiones con potencialidades

En la entrevista, Israel Hurtado comentó sobre las potencialidades de las distintas regiones del país para proyectos de hidrógeno verde **con base en sus vocaciones** principalmente industriales.

“Tenemos áreas con vocaciones más claras que otras. Bajío puede tener la vocación por todo el tema automotriz que hay y también el tema de la manufactura relacionada”, ejemplificó.

Igualmente, en el tema de movilidad, mencionó los corredores industriales automotrices, como el de Ramos Arizpe, Coahuila, o la industria pesada asentada en el estado de Nuevo León, todas ellas **por descarbonizar sus operaciones de manufactura** para desplazar los combustibles fósiles por hidrógeno o mezclarlo con el gas natural.

En el **Sur-Sureste del país**, por el otro lado, se encuentran las mayores áreas de oportunidad para desarrollar proyectos de hidrógeno verde dado su potencial para la generación de energía renovable, principalmente eólica, como es el Istmo de Tehuantepec.

“Ahí tenemos estas vocaciones que sí están identificadas y los proyectos que hay en marcha en México contemplan diferentes usos y aplicaciones, por ejemplo, Oaxaca, el proyecto para producción de hidrógeno, para transporte marítimo”, refirió el presidente de la AMH2.

Un informe del **Foro Económico Mundial** de agosto pasado destaca que en México la investigación sobre el hidrógeno verde está financiada tanto por el sector público, como por el privado, pero subraya que los **Certificados de Energía Limpia (CEL)** que se otorgan a fuentes de generación eléctrica limpia podrían ayudar a fondar estos proyectos.

“Los certificados de energía limpia (CEL) podrían ofrecer potencialmente beneficios financieros a los proyectos de hidrógeno si el hidrógeno producido se utiliza para la generación de energía y cumple con los criterios descritos por la Ley de la Industria Eléctrica, lo que permite clasificarlo como energía ‘limpia’”, indica. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

5 de septiembre de 2024

6

Pemex confirma gran yacimiento de gas que impulsará a la refinería Olmeca

Pemex invertirá mil millones de dólares en un yacimiento clave para gas y condensado que abastecerá a la Refinería Olmeca, contribuyendo al 15% de la producción nacional.

[Petróleos Mexicanos \(Pemex\)](#) anunció una inversión histórica para aprovechar un nuevo yacimiento de gas natural y condensado, confirmado recientemente.

La extracción de estos recursos se destinará a la refinería Olmeca, ubicada en Dos Bocas, Tabasco, y comenzará a incorporarse a finales de este año. La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) aprobó la modificación al Programa de Transición del [Campo Bakte](#), vinculado a la Asignación AE-0146-2M-Comalcalco, para llevar a cabo este ambicioso proyecto.

Pemex invertirá mil millones de dólares para la extracción de gas y condensado, un petróleo extraligero ideal para el procesamiento de combustibles bajos en azufre.

“Dado el tipo de productos que se va a extraer del subsuelo, naturalmente están ligados y por eso se ve la rapidez, la premura, con que está actuando y pide permiso la operadora (PEP), está ligada con el proyecto que tiene Pemex Transformación Industrial y que ya está en operaciones que es la refinería ubicada en Dos Bocas llamada Olmeca”, reveló Agustín Díaz Lastra, comisionado presidente del regulador.

El Campo Bakte, descubierto en diciembre de 2023, se localiza en el municipio de Centro, Tabasco, a 80 kilómetros de la Refinería Olmeca, y tiene una extensión de 17.8 kilómetros cuadrados. Se espera que produzca hasta 600 millones de pies cúbicos diarios de gas, lo que representa el 15% de la producción nacional, y hasta 50 mil barriles diarios de condensado.

Las autoridades de la CNH, como los comisionados Héctor Moreira Rodríguez y Agustín Díaz Lastra, elogiaron la rapidez y eficiencia de Pemex en la ejecución de este proyecto.

La infraestructura necesaria estará lista para diciembre de 2024, y se espera que la producción alcance su máximo en marzo de 2025, coincidiendo con la capacidad máxima de la Refinería Olmeca.

“La producción diaria va a llegar a 600 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, esto representa el 15% de toda la producción natural y representa el gas que necesitan 10 centrales eléctricas, estamos hablando de algo verdaderamente importante... cuando vemos esto de los condensados es una cosa similar, son 50 mil barriles diarios, acuérdense que los condensados son muy importantes para la refinación, entonces sentimos que hay que felicitar a Pemex y a nosotros porque es muy importante”, remarcó el comisionado Héctor Moreira Rodríguez.

El plan también contempla la perforación de nuevos pozos, la terminación de 13 pozos existentes, y la construcción de ductos e instalaciones adicionales. Este proyecto es clave para la autosuficiencia energética de México y representa un avance significativo en la estrategia de Pemex de reducir la dependencia del petróleo importado. OGM



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

5 de septiembre de 2024

Repsol México contribuye al bienestar de comunidades con su Plan de Sostenibilidad 2024

Este plan de Repsol demuestra su compromiso como buen vecino de aquellas comunidades donde opera, mediante un enfoque social y medioambiental en línea con sus compromisos globales.

Repsol México ha presentado su ambicioso Plan de Sostenibilidad 2024, que tiene como objetivo convertir a la compañía en una empresa de cero emisiones netas de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para el año 2050. Este plan reafirma el compromiso de la empresa con la transición energética y el desarrollo sostenible, destacándose en su enfoque en seis ejes estratégicos: cambio climático, medioambiente, innovación y tecnología, operación segura, personas, y ética y transparencia.

El eje de *Cambio Climático* establece el compromiso principal de Repsol de alcanzar las cero emisiones netas de GEI para 2050. En *Medioambiente*, la empresa busca el uso eficiente y responsable de los recursos naturales. En cuanto a *Innovación y Tecnología*, el plan promueve la integración de avances tecnológicos que impulsen el crecimiento sostenible. Además, el eje de *Operación Segura* busca garantizar la seguridad de los empleados, contratistas y comunidades. *Personas* se centra en el desarrollo personal y comunitario, mientras que el eje de *Ética y Transparencia* refuerza la actuación íntegra en todas las operaciones.

El plan también está alineado con la Agenda 2030 y los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), enfocándose especialmente en los ODS 7 (Energía asequible y no contaminante), ODS 8 (Trabajo decente y crecimiento económico) y ODS 13 (Acción por el clima), entre otros. Repsol revisará y actualizará el plan anualmente, reportando los avances en sus compromisos.

A través de un diálogo constante con sus grupos de interés, Repsol busca maximizar los impactos positivos y minimizar los negativos en la industria energética, contribuyendo al desarrollo sostenible en México. OGM

Aprobada modificación al programa de transición Asiki-1EXP en Veracruz

La CNH aprueba la modificación al Programa de Transición del pozo Asiki-1EXP, extendiendo la producción temprana y mejorando la evaluación del yacimiento Cretácico Medio en Veracruz.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) aprobó la modificación al Programa de Transición asociado al descubrimiento del pozo Asiki-1EXP, perteneciente a la Asignación AE-0130-2M-Llave, presentada por Pemex Exploración y Producción.

Este pozo, descubierto en diciembre de 2022, se localiza en el municipio de Playa Vicente, Veracruz, y su yacimiento se encuentra en la formación geológica del Cretácico Medio, conteniendo aceite negro de 11.7 grados API de densidad.

El área de evaluación del descubrimiento abarca 9.19 kilómetros cuadrados dentro de la superficie total de la asignación, que es de 980.56 kilómetros cuadrados.

La modificación aprobada tiene como objetivo principal ampliar la vigencia del Programa de Transición por un año adicional, hasta agosto de 2025, permitiendo la continuidad de la producción temprana del pozo Asiki-1EXP y la recolección de información crítica sobre el comportamiento de presión-producción del yacimiento. Estas actividades buscan mejorar el entendimiento del comportamiento del yacimiento y contribuir a la toma de decisiones para un futuro Plan de Desarrollo para la Extracción.

Las actividades que se llevarán a cabo incluyen la continuidad en la producción del pozo, la toma de mediciones y el mantenimiento del Sistema Artificial de Producción. El Programa de Transición modificado proyecta la recuperación de un volumen acumulado de 47.8 mil barriles de aceite y 8.33 millones de pies cúbicos de gas durante el período extendido.

El costo total estimado del proyecto es de 1.39 millones de dólares. La CNH considera que esta modificación permitirá optimizar la explotación del yacimiento, maximizando la producción de hidrocarburos mientras se recopila información valiosa para futuros desarrollos. OGM