



Memoria Petrolera

Desarrollando la industria petrolera en el país

SEPTIEMBRE 2015

ÓRGANO INFORMATIVO DEL
COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO



Planta de licuefacción de gas natural

COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO



Contenido del mes

DIRECTORIO CIPM

Presidente

Ing. Juan Javier Hinojosa Puebla

Vicepresidente

M.C. Luis H. Ferrán Arroyo

Primer Secretario Propietario

M.I. Saúl Bautista Fragoso

Segundo Secretario Propietario

M.I. Sergio López Ramírez

Primer Secretario Suplente

M.I. Mario Alberto Vega Ibarra

Segundo Secretario Suplente

Dr. Fernando Samaniego Verduzco

Tesorero

Ing. José Baltazar Domínguez Hernández

Subtesorero

Ing. Juan Manuel Delgado Amador

COMISIÓN DE PUBLICACIONES TÉCNICAS Y BOLETINES INFORMATIVOS

Coordinador

M.I. José Manuel Reyes Casarreal

Edición y redacción

M.I. José Antonio Ruiz García

M.B.A. León Daniel Mena Velázquez

M.I. Gilberto Alejandro Díaz Alcocer

COMISIÓN DE APOYO TÉCNICO E INFORMÁTICO

Coordinador

Ing. Jesús Guerra Chávez

JUNTA DE HONOR

Presidente

Dr. Heber Cinco Ley

Expresidente CIPM (2006-2008)

Miembros de la Junta de Honor

M.C. Carlos A. Morales Gil

Expresidente CIPM (2006-2008)

Dr. Néstor Martínez Romero

Expresidente CIPM (2008-2010)

M.I. Gustavo Hernández García

Expresidente CIPM (2010-2012)

M.A. José R. Serrano Lozano

Expresidente CIPM (2012-2014)

01

Cultura Colaborativa

Página

Participan petroleros en megasimulacro por sismos

3

Nueva Imagen de la página WEB del CIPM

4

02

Artículos Técnicos

Importancia de la medición de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia

5

03

Entorno Nacional

PEMEX y General Electric firman un memorándum de entendimiento

8

PEMEX no pagará dividendos al Estado en 2016

8

Exposición Hallarte. Historia y arte petroleros

9

Ceremonia de reconocimiento a petroleras destacadas

9

04

Paréntesis Contemporáneo

Las mejores universidades de México: no todo es dinero

10

50% de las juntas no sirve para nada

10

La F1 y su evolución

11

05

Energía Global

Optimización de la logística de distribución de gas LP, caso de éxito en PEMEX

12

Gas y Petroquímica Básica (primera parte)

12

SENER promueve el uso de energía del océano

15

Cultura Colaborativa

PARTICIPAN PETROLEROS EN MEGASIMULACRO POR SISMOS

PEMEX, COMPROMETIDO CON LA CULTURA DE LA PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN CIVIL

Trabajadores de Petróleos Mexicanos de oficinas centrales y de diversos estados de la República, tuvieron una significativa participación en el megasimulacro del pasado 19 de septiembre del presente año, en el que de acuerdo a información de la Coordinación Nacional de Protección Civil colaboraron 6 millones de personas y se desalojaron 16 mil inmuebles de todo el país, en un ejercicio sobre un hipotético sismo de 8.1 grados en la escala de Richter, al cumplirse 30 años de los sismos de 1985.

En estas acciones participaron también las secretarías de la Defensa y de Marina; la Policía Federal, CONAGUA, el gobierno capitalino, el H. Cuerpo de Bomberos, Comisión Federal de Electricidad, así como

otras dependencias federales.

Por ser consideradas instalaciones estratégicas, el simulacro abarcó, refinerías, terminales de almacenamiento, gasolineras, así como la Torre Ejecutiva, edificios administrativos y los Hospitales Centrales Norte y Sur de Petróleos Mexicanos.

A las 11:30 horas del pasado día 19 de septiembre de este año, se activaron las alarmas sísmicas en prácticamente todas las instalaciones de PEMEX, lo que puso en marcha el "Código Verde" y se dio inicio a la práctica que involucró a cientos de petroleros desde sus distintos centros de trabajo.

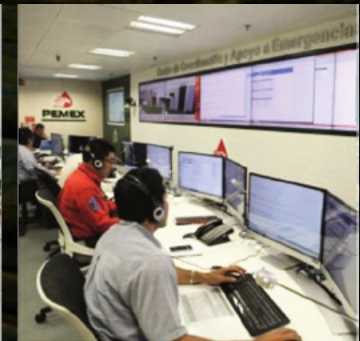
Brigadistas debidamente equipados con chalecos, cascos y altavoces iniciaron el desalojo en algunos inmuebles, mientras

que en los hospitales, médicos y personal de enfermería se ubicaron en las "áreas de seguridad".

Personal Contra Incendio e integrantes de los comités locales de Emergencias y Protección Civil realizaron recorridos por las instalaciones, verificaron el funcionamiento eléctrico, cómputo, así como las tuberías y depósitos de combustibles en los casos de las refinerías y terminales de almacenamiento.

Aunque el ejercicio fue breve, la participación activa del personal de Petróleos Mexicanos demostró el compromiso de la empresa con la cultura de la prevención y la protección civil.

Fuente: Comunicado PEMEX



NUEVA IMAGEN DE LA PÁGINA WEB DEL CIPM

Autor:

Ing. Jesús Guerra Chávez

Recientemente se rediseñó por completo la imagen del sitio *web* oficial del Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM), con el objetivo principal de que el usuario pueda interactuar de manera amigable con los contenidos de dicha página *web*, mejorando su experiencia en equipos de escritorio, laptops, o dispositivos móviles, todo esto gracias a modernas tecnologías responsivas utilizadas en su desarrollo.

En cuanto a su funcionamiento interno, se optimizó su desempeño, tamaño y soporte de concurrencia, logrando así una respuesta más

rápida para el usuario, además de contar con una infraestructura que facilita su escalabilidad para futuras versiones.

Algunas tecnologías usadas en este rediseño fueron:

- WordPress como CMS (content management system), "EC2 Instance" (EC2 = Elastic Computing Cloud)
- Hosting AWS (Amazon Web Services), estándar mundial para sitios de hospedaje electrónico
- SQL (Structured Query Language).- Lenguaje de consulta estructurado

El sitio cuenta con una serie de publicaciones que van desde boletines informativos, revistas y libros, con lo cual se proporciona información útil y actualizada de temas que competen a la industria petrolera. Además también se encuentra un listado que muestra información de historial de presidentes del CIPM, peritos, colegiados y premios nacionales de ingeniería. La dirección electrónica no cambio por lo que puedes conocer la nueva cara de nuestro sitio en la ruta: www.cipm.org.mx

Fuente: CIPM



Autores:

Francisco Janitzio Morales

Rogelio Legorreta Romero

José Gabriel Villegas González

Artículos Técnicos

IMPORTANCIA DE LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN PUNTOS DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

La medición de hidrocarburos (cuantificación del volumen y determinación de calidad de gas y aceite) juega un papel fundamental dentro de la cadena de valor de la industria, si bien ésta no impacta directamente en la explotación, el cuantificar los volúmenes de hidrocarburos con una confiabilidad y exactitud adecuada complementa a la filosofía de operación de manera correcta y rentable.

Para lograr esto, es necesario implementar a lo largo de toda la cadena de manejo de la producción, sistemas de medición que deben ser localizados en puntos estratégicos del proceso, el cual, generalmente podemos dividirlo en tres etapas: (1) producción primaria, (2) acondicionamiento y transporte; así como (3) entrega a clientes (comúnmente relacionado con la transferencia de custodia). Si bien, en cada una de estas etapas, el objetivo principal, es: cuantificar los volúmenes transportados; la finalidad de un sistema de medición en cada punto cumple con un propósito distinto:

1. Obtener los volúmenes de producción de los pozos – yacimientos – campos.
2. Obtener los volúmenes extraídos desde los pozos hasta llegar a puntos de entrega.
3. Contabilizar adecuadamente los volúmenes extraídos en los puntos de transferencia de custodia y venta para su transacción comercial interna o externa.
4. Obtener valores adecuados en la

medición fiscal para establecer los impuestos, regalías, pagos, etc., como resultado de los volúmenes comercializados.

5. Obtener los volúmenes de gas, aceite y condensado que se calculan como mermas o pérdidas; así como los volúmenes de gas enviados a quemador.

Para ello, en la mayoría de los países existen organismos reguladores que norman la incertidumbre de medición, en México el organismo regulador es la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Porcentaje de Incertidumbre		
Medición Multifásica	Puntos de Transferencia de Custodia	Transferencia de Custodia No Fiscal
±10% - 20%	Gas ±1%	Gas N/A
	Aceite ± 0.25%	Aceite ±0.25% - 1%

Tabla 1. *Parametros de incertidumbre considerados por el Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido.*¹

Los parámetros de incertidumbre, son función de la complejidad de la corriente a medir (multifásicas o monofásicas) y de las repercusiones que implica una adecuada medición en cada punto de transferencia de custodia o de venta, debido a que la entidad responsable de los volúmenes va cambiando

y por esta razón estos puntos deben contar con instalaciones o equipo de medición y la tecnología adecuada basada en estándares internacionales; así como normatividades locales; con el propósito de tener la menor incertidumbre posible. De acuerdo con la organismos reguladores de medición, esta incertidumbre debe ser entendida no sólo como un margen de error asociado al instrumento de medición en sí, ya que está relacionada a la precisión de los dispositivos de medición, a la calibración de los mismos y a las condiciones variables de operación, entre otros.

Tecnologías de medición de corrientes de hidrocarburos

Las instalaciones de medición se clasifican en función de los fluidos medidos (multifásicos o monofásicos), intrusivos o no intrusivos (si requieren de un elemento dentro de la tubería), máxicos o volumétricos (cuando el principio de medición es la densidad de los fluidos o el volumen) y dependiendo del lugar o punto de medición.

Dentro de la industria petrolera existen una gran gama de medidores de flujo, sin embargo, muchos de éstos no son adecuados para implementarse en los sistemas de medición de puntos de transferencia de custodia. En general, cinco tecnologías, son utilizadas a nivel nacional e internacional donde el término medición de corrientes de

hidrocarburos, es un sinónimo de dinero.

La tecnología de medidores de presión diferencial es la más antigua del mercado, misma que fue estudiada y aprobada en 1930 por la American Gas Association (AGA) y publicada en el reporte AGA-1 para medidores de presión diferencial con placa de orificio para aplicación en puntos de transferencia de custodia. Puede operar en ambientes y temperaturas extremas con un alto potencial de generación de registros. En 1981 los medidores de turbina fueron publicados en el reporte AGA-7 y durante la década de los noventa remplazaron a un gran porcentaje de los medidores de placa de orificio, estos presentan un potencial grande de generación de registros y son aplicados también en puntos de transferencia de custodia para líquidos.

Los medidores de desplazamiento positivo tienen una mayor aceptación en líneas de diámetros pequeños menores a diez pulgadas, presentan muy bajas incertidumbres en gastos bajos y su mecanismo operativo consiste en generar una caída de presión en sus partes móviles.

Actualmente existen en el mercado dos tecnologías recientes también usadas para puntos de transferencia de custodia y fiscalización: medidores ultrasónicos y tipo Coriolis.

Los medidores ultrasónicos son de tipo volumétrico, miden la velocidad del gas o líquido a través de sus transductores que emiten señales al tubo y fluidos, registrando el tiempo de tránsito en diferentes puntos y con ello determinar la velocidad promedio. El gasto es obtenido multiplicando dicha velocidad por el área de la sección transversal ($Q=VA$). Sus principales ventajas son que no generan una caída de presión y que no tiene partes móviles, además puede manejar un amplio rango de diámetros de tubería (2 a 24 pulgadas). Fue aprobado en 1998 por "AGA" y puede utilizarse en corrientes de líquidos y gases, aplicado en puntos de transferencia de custodia, fiscales, refinerías y puntos de venta.

Adicionalmente, otro sistema que es usado para determinar mediciones de transferencia de custodia y fiscal, es el de tipo Coriolis. A diferencia de los equipos anteriormente descritos, éste mide el flujo másico directamente, a través del desplazamiento de los fluidos, dos tubos semi-curvos generan un efecto de oscilación (Efecto de Coriolis), la frecuencia con que dicho fenómeno sucede es cuantificado

y correlacionado directamente con la masa. Estos sistemas fueron introducidos comercialmente en 1970, pero fue en el año de 2002 cuando el American Petroleum Institute (API) aprobó su uso en puntos de transferencia de custodia y fiscal (API Capítulo 5.6). Su rango de aplicación va de 1/14 de pulgada a 16 pulgadas de diámetro de tubería, no se recomienda su uso en líneas mayores a 16 pulgadas.

Recomendación de sistemas de medición para puntos de transferencia de custodia fiscal y no fiscal.			
Tecnología de Medición	Diámetro recomendado	Tipo de Fluido medido	
		Gas	Aceite
Presión diferencial	Diámetro de Línea > 12"	•	
Medidores de tipo volumétricos (Vortex)	Diámetro de Línea ≤ 12"	•	
Coriolis	Diámetro de Línea ≤ 12"		•
Ultrasónicos	Diámetro de Línea > 12"	•	

Tabla 2. Recomendaciones de sistemas de medición

Un proceso de medición adecuado en los puntos de transferencia requiere más que sólo un medidor en óptimas condiciones; por eso, adicionalmente existen componentes críticos dentro de los sistemas de medición:

- Sistemas de medidores múltiples instalados en paralelo.
- Registradores de presión y temperatura.
- Computadores de flujo.
- Calidad de la medición.
 - Sistemas cromatográficos en línea para gases.
 - Sistemas de muestreo de líquidos y monitoreo del agua.
- Calibraciones en sitio (con probadores y/o medidores maestros).
- Sistemas de automatización.

Para mantener un correcto funcionamiento de las instalaciones de medición, es importante realizar programas continuos de inspección a los elementos del sistema, si las condiciones de éste llegan a variar será vital realizar los procedimientos de calibración del fabricante. Comúnmente, se

dispone de probadores en sitio que permiten calibrar el medidor maestro y éste a su vez permite calibrar los medidores secundarios, en caso de no variar las condiciones se recomienda realizar el procedimiento de calibración cada 12 meses.

Transferencia de custodia

En términos generales, los puntos de medición pueden ser: (1) no fiscalizables, tal y como la medición operacional realizada en campo, sin propósito de transferencia (entrega de hidrocarburos a un tercero) o la medición de referencia, para uso y comparación con datos procedentes de otros sistemas de medición con menor incertidumbre de medida, cuya finalidad es establecer los principios de cómo determinar los valores producidos y (2) fiscales, que consideran la medición en el punto de venta e implica propósitos de transferencia o entrega hidrocarburos a un tercero, a otro operador petrolero, o la integración al sistema de transporte o de almacenamiento, según corresponda, así como entre éstos y el punto de medición.

Se define el término "transferencia de custodia", como el traspaso de responsabilidad de los volúmenes transportados o almacenados de un organismo a otro o incluso a un comprador, por lo que cualquier pérdida o ganancia, es responsabilidad directa de quien traspasa y recibe el producto medido (hidrocarburos).

Debido a que la custodia del producto pasa por muchos actores involucrados en la cadena de valor de la industria petrolera, se pueden identificar los principales puntos de transferencia en las siguientes etapas del manejo de corrientes de hidrocarburos:

- Cambio de responsable de la custodia del producto de un organismo a otro en el mismo oleoducto, gasoducto u oleogasoducto.
- Recepción del producto en una instalación de almacenamiento (central de deshidratación o refinación).
- Inyección de alguna corriente de hidrocarburos al oleoducto, gasoducto u oleogasoducto.
- Entrega de aceite crudo en instalaciones para transferencia directa.
- Entrega del producto final (refinado) en instalaciones de almacenamiento para venta.



La importancia de medir en la etapa de explotación, donde se recolecta la producción proveniente de los pozos es indispensable para poder cuantificar los volúmenes de producción dado que ello, servirá como un indicativo del comportamiento productivo para establecer estrategias de optimización, mantenimiento o reparación de las instalaciones y/o pozos; sin embargo, estas mediciones no son usadas para efectos de transferencia de custodia fiscales, debido a que su rango de incertidumbre es alto (de acuerdo con información de DTI U.K. alrededor del 10 - 20 % para gas y aceite). Posteriormente, las corrientes de hidrocarburos se envían a proceso de separación gas-aceite-agua, donde se realiza la medición operacional, con una incertidumbre menor a la realizada a boca de pozo y finalmente, en los puntos de venta o de transferencia de custodia, se realiza la medición fiscal o fiscalizable, con incertidumbre de 0.25% en la medición de aceite y de 1% en la medición de gas (DTI U.K.).

En todos los casos (puntos de medición fiscales o no fiscales), se debe tener presente que un producto que no esté bien cuantificado, no podrá ser útil en un balance de producción; por lo tanto, es necesario mantener incertidumbres bajas.

Cuantificar volúmenes de hidrocarburos con incertidumbres bajas, de forma continua, representa un reto dado que las corrientes de fluidos son transportadas como flujo multifásico; para ello en México, se han establecido programas y lineamientos de implementación de sistemas de mediciones fijas, tomando como experiencias de referencia países que producen aceites pesados.

Éstos, tienen como objetivo establecer las directrices y estrategias para asegurar una efectiva administración de los sistemas de medición utilizados en la cuantificación de volumen de los hidrocarburos y sustentar, la confiabilidad de sus mediciones, desde las

instalaciones de producción hasta los puntos de entrega-recepción, traspasos y despacho en PEMEX Exploración y Producción (PEP); además de mantener el desarrollo de la cultura metrológica en todo el personal de PEP relacionado con el proceso de medición para cuantificar el volumen de los hidrocarburos; manteniendo actualizados sus conocimientos de acuerdo a las nuevas tecnologías.

En el caso de localizaciones remotas de difícil acceso, Petróleos Mexicanos (PEMEX) y empresas del sector privado en conjunto han diseñado equipos de bajo mantenimiento, dichos equipos constan de un separador portátil (horizontal o vertical) un medidor Coriolis para la medición de líquidos y un sistema de medición de placa de orificio para la corriente de gas, adicionalmente de poseer un sistema de medición de diferentes variables (flujo acumulado, temperatura, densidad, masa y corte de agua). Asimismo, PEP ha diseñado e instalado sistemas de medición para transferencia de custodia dentro de estaciones de estabilización de hidrocarburos, cuya función principal es cuantificar el volumen de líquidos y gas.

La transferencia de custodia es la base de un abanico de transacciones comerciales, por ende para el caso de corrientes de hidrocarburos, es vital la toma de mediciones de volúmenes con una mínima incertidumbre y un adecuado manejo en el ducto y tanques de almacenamiento. De acuerdo con el Centro Nacional de Metrología (CENAM), los sistemas de medición de flujo son como las cajas registradoras de una empresa o país, si esta caja registradora está mal calibrada (presenta un incertidumbre alta), afecta sin duda la equidad de la transacción de alguna de las partes interesadas, llámese comprador, vendedor o recaudador de impuestos.

Por ejemplo, en una línea de transporte donde existe un punto de transferencia de custodia que maneje 100Mbpd de aceite, un error de incertidumbre de $\pm 0.4\%$ con un

precio por barril de 35 dólares, repercutiría en una diferencia económica de 14, 000 USD diarios, y por un año dicho error de $\pm 0.4\%$ generaría una merma de 5.11 millones de dólares estadounidenses.

Una medición con altos rangos de incertidumbre en los puntos de medición puede ser considerablemente costosa. Es por ello que, en la mayoría de los países petroleros estos puntos son normados y auditados por entidades gubernamentales e influenciados por instituciones y estándares internacionales como son la American Petroleum Institute (API), American Gas Association (AGA), US National Institute for Standards and Technology (NIST) y en México por la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Petróleos Mexicanos Exploración y Producción (PEP) y el Centro Nacional de Metrología (CENAM).

Es ampliamente recomendable que en la industria petrolera, se determine la cantidad de volúmenes de fluidos no asociados a los hidrocarburos; ya que éstos también determinarán la cantidad final que se pague por los volúmenes finales de hidrocarburos comercializados; así como hacer uso de sistemas de automatización, control y monitoreo en línea continuo de corrientes de gas y aceite (incluido el gas enviado a quemador); con el propósito de aprovechar las diferentes tecnologías de información para tener en tiempo y forma la información generada en procesos de medición en línea. Además, es necesario mantener un diagnóstico continuo de los principales sistemas de medición de flujo de hidrocarburos a lo largo de la cadena de valor; con el propósito de que todos los involucrados en la medición fiscal o no fiscal, establezcan y ejecuten programas necesarios y favorables para cumplir con las metas de la industria petrolera nacional.

¹ Fuente: *Guidance Notes for Petroleum Measurement. Guías de medición DTI U.K.*

Entorno Nacional

PEMEX Y GENERAL ELECTRIC FIRMAN UN MEMORÁNDUM DE ENTENDIMIENTO

Petróleos Mexicanos (PEMEX) y General Electric (GE) firmaron un memorándum de entendimiento (MOU) en el marco de la reunión trimestral del Consejo Ejecutivo de General Electric en Crotonville, Nueva York, con la presencia de Emilio Lozoya, director general de PEMEX, y Jeff Immelt, presidente y director general de GE.

En respuesta a la nueva situación del mercado mexicano, PEMEX está en proceso de transformación y ha rediseñado su estrategia de negocios con el objeto de buscar socios que le permitan fortalecer sus capacidades operativas, compartir el riesgo de ejecución y generar nuevos negocios para la empresa, puntualizó Lozoya.

El acuerdo establece un marco de trabajo conjunto entre ambas empresas que incluye soluciones tecnológicas y de financiamiento para compresión de gas, generación de energía y producción de hidrocarburos tanto en mar como en tierra, incluyendo sistemas para aguas profundas.

Asimismo, GE revisará las oportunidades de ampliación de sus capacidades locales en ingeniería y manufactura, además de que fomentará la implementación de tecnologías basadas en el llamado "Internet industrial" (Internet de las cosas). De igual modo, ambas compañías compartirán mejores prácticas en materia de capacitación y recursos humanos.

Una muestra exitosa de la alianza entre GE y PEMEX es la modernización de la fábrica de fertilizantes de Petróleos Mexicanos ubicada en Coatzacoalcos, la cual representa un aporte fundamental para la recuperación de la producción de fertilizantes en el país a partir del aprovechamiento del gas a fin de reducir la dependencia de las importaciones. GE ofrecerá una solución llave en mano para renovar el desempeño y eficiencia. La planta recién restaurada atenderá cerca de 25 por ciento de la demanda interna de fertilizantes y 90 por ciento de la de urea.

Fuente: www.mexicoenergetico.com.mx - septiembre 2015

PEMEX NO PAGARÁ DIVIDENDOS AL ESTADO EN 2016

Petróleos Mexicanos (PEMEX) no pagará dividendos al Estado en 2016. Es una de las consecuencias de la caída en los precios y en la producción de crudo. La decisión, dejará sin efecto uno de los cambios introducidos en la reforma energética, que obliga a la empresa petrolera a entregar al menos 30 por ciento de sus ingresos después del pago de impuestos de este año a las arcas públicas.

La propuesta de pasar por alto la obligación de entregar al Estado tres de cada diez pesos de las ganancias petroleras en 2016 fue hecha por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) durante una sesión extraordinaria del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP), la instancia constituida en el Banco de México para administrar los ingresos derivados de los contratos de exploración y extracción de crudo.

El comité técnico del Fondo –al que pertenece el propio titular de Hacienda, Luis Videgaray y el secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell– aceptó la petición, de acuerdo con un comunicado del FMP.

En la sesión extraordinaria del FMP, "la SHCP propuso que Petróleos Mexicanos no pague un dividendo estatal durante 2016", mencionó el comunicado.

Para fundamentar su propuesta Hacienda tomó en consideración dos planteamientos hechos por PEMEX, dice el comunicado. Estos son:

- Primero, la situación financiera de la empresa y de sus subsidiarias "una vez incorporando la disminución en ingresos y utilidades derivados de la baja sustancial en los precios internacionales de los hidrocarburos". Entre enero y julio, el precio promedio de la mezcla mexicana de crudo de exportación fue de 49.19 dólares, 48.05 por ciento menos que en igual

periodo de 2014, cuando se ubicó en 94.7 dólares por barril, de acuerdo con datos de PEMEX.

- La segunda consideración para que PEMEX no pague dividendo al Estado en 2016, de acuerdo con el comunicado del FMP, está relacionada con "los planes, opciones y perspectivas de inversión y financiamiento en el ejercicio inmediato –el de 2016- y en los cinco años posteriores".

A partir de esas dos consideraciones, el comité técnico del FMP emitió una "opinión favorable" a la propuesta hecha por la Secretaría de Hacienda para que PEMEX no pague el próximo año dividendo al Estado.

Así, la propuesta del no pago de dividendo será incorporada en la iniciativa de ley de ingresos de la Federación para 2016 –el documento en el que el Ejecutivo presenta al Congreso todas las fuentes de financiamiento del gasto para el ejercicio fiscal respectivo-, que será entregada al Legislativo, junto con todo el paquete económico para el siguiente año, antes del 8 de septiembre, estableció el FMP.

Fuente: www.jornada.unam.mx - septiembre 2015



EXPOSICIÓN HALLARTE. HISTORIA Y ARTE PETROLEROS

La muestra estará abierta al público hasta el próximo 16 de octubre.

En el museo del Parque Bicentenario se inauguró la exposición Hallarte. Historia y arte petroleros, en la que se relata el surgimiento de la industria petrolera en nuestro país y da rostro a los trabajadores que hicieron posible esas primeras hazañas exploratorias en campos y perforación de pozos.

A través de reproducciones de documentos y fotografías del Archivo Histórico de PEMEX se rememora cómo eran los paisajes, la vida cotidiana y las labores antes de la expropiación petrolera.

Se exhiben también las obras ganadoras del Primer Concurso de Escultura Petrolera, elaboradas por empleados activos y jubilados. Es un encuentro entre el pasado y los tiempos actuales de una intensa transformación de PEMEX, que requiere de la inspiración del pasado y de nuestra innovación para hallar un nuevo futuro promisorio para México.

La muestra fue inaugurada por el director del Parque Bicentenario, Juan Manuel Pineda Merino; la gerente de Inclusión, Madsí Lomelí Valero; la coordinadora de Archivos y del Archivo Histórico de PEMEX, Rosa María Batel Barbato; y el subdirector del Parque Bicentenario, Raúl Espinosa Sánchez.

Hallarte. Historia y arte petroleros podrá ser visitada hasta el 16 de octubre en la ex refinería 18 de Marzo. El acceso al evento será por la puerta 2 del recinto.

Fuente: Comunicación PEP



CEREMONIA DE RECONOCIMIENTO A PETROLERAS DESTACADAS

Se entregaron reconocimientos a petroleras pioneras en áreas técnicas, científicas y operativas de PEMEX

Al entregar reconocimientos a mujeres petroleras pioneras en áreas técnicas, científicas y operativas, el director general de Petróleos Mexicanos, Emilio Lozoya, afirmó que ellas son la palanca fundamental para cumplir la misión de la empresa y seguir dando a México los resultados esperados.

Expuso que las mujeres petroleras son parte fundamental de la transformación de PEMEX en este nuevo entorno de competencia para cumplir nuestra misión de ser la empresa más competitiva de la industria petrolera y referente internacional.

Señaló que el cambio cultural es uno de los cuatro ejes de la transformación y por ello requerimos modificar de raíz las actitudes y valores de los y las petroleras para aprovechar al máximo el potencial de todos y cada uno de nosotros.

A nombre de las mujeres petroleras, Otilia Mayes, subgerente de la Dirección de Exploración de PEP, agradeció los reconocimientos y señaló que en la industria más importante del país, las mujeres han dado resultados al generar valor en todas las áreas de la empresa.

“Estamos muy emocionadas de este reconocimiento que nos da nuestra querida empresa. Como trabajadoras nos sentimos orgullosas de poder contribuir y aportar a este proceso de transformación para que se pueda consolidar esta nueva cultura requerida”, puntualizó.

Fuente: Comunicación PEP

EVENTOS DEL SECTOR ENERGÉTICO 2015

Octubre

XLI Convención Int. de Minería

Acapulco, Gro.

Expo IMIQ

Monterrey, N.L.

Border Energy Forum XXII

San Diego, Cal.

OTC Brasil

Sao Paulo, Br.

Noviembre

3er Congreso y Expo Int. de Logística,
Transporte y Dist. de Hidrocarburos

Veracruz, Ver.

SPE-LACPEC

Quito, Ec.

4to Foro Petrolero COPARMEX

Villahermosa, Tab.

[Paréntesis Contemporáneo]

LAS MEJORES UNIVERSIDADES DE MÉXICO: NO TODO ES DINERO

El Economista publicó el estudio de las mejores universidades de México, correspondiente al 2015, en el que el primer lugar, por cuarto año consecutivo, fue para la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM); el Tecnológico de Monterrey recuperó la segunda posición, y el IPN se colocó como la tercera mejor institución. La Universidad Autónoma Metropolitana (UAM) y El Colegio de México (COLMEX) complementaron las cinco primeras posiciones.

“El tamaño del presupuesto no necesariamente está directamente vinculado a la calidad. (La calidad) Tiene que ver más con el ejercicio de ese presupuesto”, explicó David Garza, vicerrector de Profesional del Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), campus Monterrey.

Fuente: www.economista.com.mx



* PRESUPUESTO DE EGRESOS DE LA FEDERACIÓN 2015 RECURSOS ASIGNADOS AL RAMO 11 "EDUCACIÓN"

50% DE LAS JUNTAS NO SIRVEN PARA NADA

Asociación del Trabajo en Equipo dice que al año se malgastan 21 semanas productivas en dichas reuniones.

Un gerente o ejecutivo, promedio, desperdicia hasta 21 semanas laborales, cada año, en juntas innecesarias o no productivas. El dato es de la Asociación Mexicana de Trabajo en Equipo, quien agrega que entre 25% y 50% de las juntas en los centros de trabajo caen en alguna de las categorías mencionadas.

“A medida que las compañías crecen, se vuelven más complejas en todas sus áreas, intervienen más participantes y por supuesto se vuelve más complicado el tomar decisiones y ejecutarlas”, explica Ernesto Weissmann, director de Tandem Soluciones. Añade: “Si calculamos la cantidad de juntas al mes por el salario promedio de los participantes a las juntas, más el costo de oportunidad generado por estar en una reunión improductiva en lugar de produciendo, el resultado es extremadamente costoso”.

De acuerdo con el comunicado de esa firma, los puntos que hacen que habitualmente no sean exitosas las juntas son los comités con diversos intereses, egos muy fuertes, falta de claridad en los temas a tratar y toma de decisiones sin métodos, entre otros.

3 pasos para hacer mejores juntas

Para obtener un resultado positivo de las sesiones en una empresa, es necesario implementar la metodología adecuada. Algunos consejos para mejorar en las juntas son:

1. Identifique qué decisiones es necesario tomar en cada junta. Si no hay que decidir algo, posiblemente no sea necesario reunirse. Cuando están claras de antemano y se eliminan las sorpresas, la calidad de las decisiones mejora.
2. Detecte quiénes tienen que participar, en función a las decisiones por tomar. Más gente que la necesaria hará improductiva la reunión.
3. Arme la agenda de antemano, y anticipe la información a todos los participantes. Si no tienen el tiempo para analizar la información, probablemente tampoco agreguen valor al momento de decidir.

La manera en que tomamos decisiones claves en nuestra organización definirá nuestro éxito o fracaso, concluye Tandem, consultora líder en la gestión y profesionalización de la Toma de Decisiones en América Latina.

Fuente: www.manufactura.mx/



LA F1 Y SU EVOLUCIÓN

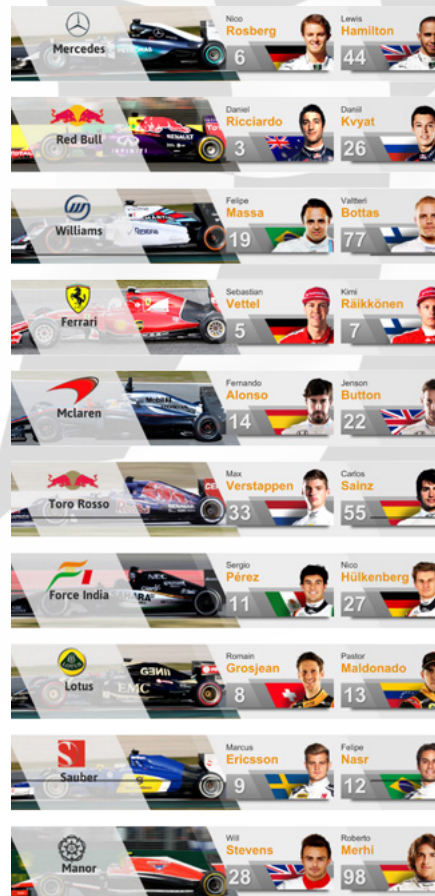
La Fórmula 1 (F1) también denominada la "categoría reina del automovilismo" o "la máxima categoría del automovilismo", es la competición de automovilismo internacional más popular y prestigiosa. A cada carrera se le denomina Gran Premio y el torneo que las agrupa se denomina Campeonato Mundial de Fórmula 1. La entidad que la dirige es la Federación Internacional del Automóvil (FIA).

El inicio de la F1 moderna se remonta al año 1950, en el que participaron escuderías como Ferrari, Alfa Romeo y Maserati. Algunas fueron reemplazadas por otras nuevas como McLaren, Williams, Lotus y Renault, que se han alzado varias veces con el Campeonato Mundial de Constructores. Desde entonces, la competición ha visto pasar a los mejores pilotos de monoplazas del mundo. La competición ha variado mucho, al igual que los monoplazas. Arreglos, nuevas tecnologías y estrategias innovadoras han dado otro aire al campeonato.

Sin embargo, es indudable la calidad que desde sus inicios, han tenido los pilotos que han ganado la categoría reina del automovilismo, por mencionar algunos:

- Michael Schumacher** – *El gran Káiser de la F1*
- Juan Manuel Fangio** – *El maestro argentino del motor*
- Alain Prost** – *Grande del motor con acento francés*
- Sebastian Vettel** – *El joven príncipe alemán de la F1*
- Jack Brabham** – *El talento australiano*
- Jackie Stewart** – *Un grande casi centenario*
- Niki Lauda** – *Puro carácter austriaco*
- Nelson Piquet** – *El polémico brasileño de la F1*
- Ayrton Senna** – *Un grande en el recuerdo*
- Fernando Alonso** – *El rey español de la F1*

Las escuderías tienen que planear sus fichajes y renovación de contratos 2 ó 3 carreras antes del fin de la temporada. Los pilotos no forzosamente deben ser pilotos de experiencia, también se tienen las llamadas "jóvenes promesas", éstas son reclutadas de otras categorías consideradas las "academias de conducción"; los pilotos según la FIA deben haber competido en categorías submenores como la Fórmula Renault 3.5 o la GP2 o Fórmula 2 más el requisito más importante que es la Superlicencia. Actualmente en la F1 participan las siguientes escuderías:



Un breve repaso por la Fórmula 1 en México

En octubre del 2007 miles de personas ocuparon las banquetas del paseo de la Reforma para presenciar y aplaudir la velocidad que podía alcanzar un monoplaza Renault de la Fórmula 1 sobre el asfalto de la histórica avenida. Parecía un hecho inédito, pero desde que el automóvil irrumpió en la historia mexicana en 1896, causó fascinación entre la gente y las primeras carreras se realizaban a lo largo del Paseo de la Reforma.

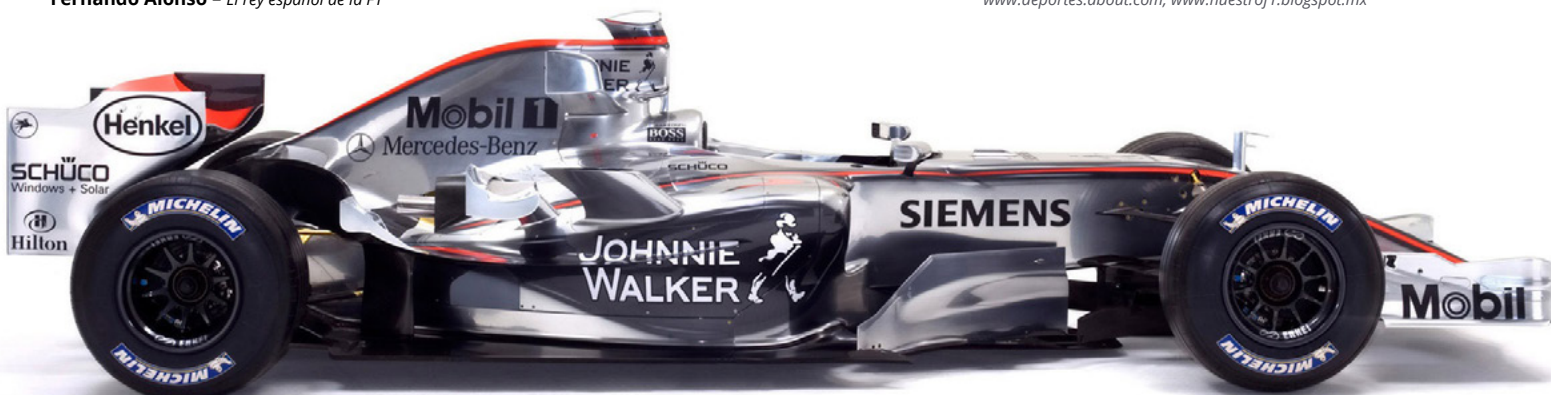
Fue hasta 1959, cuando la ciudad de México contó con su propio autódromo, construido en la Magdalena Mixhuca, gracias a la fascinación que tenía el presidente Adolfo López Mateos por los autos deportivos.

El Autódromo Hermanos Rodríguez, llamado así en honor a dos de los pilotos más notables que ha dado la historia del automovilismo mexicano, Pedro y Ricardo Rodríguez, ambos corrieron en la máxima categoría, la Fórmula 1, fue inaugurado el 20 de diciembre de 1959, con los "500 kilómetros de la ciudad de México", competencia que duró 4 horas y 47 minutos y el promedio de velocidad alcanzado por los vehículos fue de 104 kilómetros por hora.

El pasado mes de junio del presente año, la Plaza de la Constitución (zócalo capitalino), fue una pista de carreras, donde pilotos de la escudería Red Bull de la Fórmula 1 realizaron una exhibición automovilística de lo que será el Gran Premio de la Ciudad de México a finales de octubre y principios de noviembre próximos, luego de más de 20 años de ausencia.

El Autódromo Hermanos Rodríguez ha sido escenario en dos épocas de grandes premios de la F1. La primera de 1962 a 1970, aunque la carrera de 1962 no contó para disputar el campeonato, y la segunda de 1986 a 1992.

Fuente: www.fandelacultura.mx, www.20minutos.com.mx, www.deportes.about.com, www.nuestrof1.blogspot.mx



Energía Global

OPTIMIZACIÓN DE LA LOGÍSTICA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS LP, CASO DE ÉXITO EN PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

(PRIMERA PARTE)

El gas LP es la principal alternativa de combustible en nuestro país (ocho de cada diez hogares mexicanos utilizan este energético), ya que llega a más de 90 millones de mexicanos a través del uso doméstico, industrial y de carburación automotriz. México ocupa el quinto lugar en consumo de gas LP (después de Estados Unidos, China, Japón y Arabia Saudita) y es el primero en cuanto al consumo doméstico; en 2013 el consumo por habitante fue de 70 kg.

PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)¹ es hasta el momento el organismo encargado de la comercialización de este producto. Para asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos, es necesario implementar un modelo logístico eficiente que satisfaga la demanda de gas LP y minimice los costos de transporte involucrados desde el origen hasta su destino.

Sin embargo, la asignación de gas LP por parte de PEMEX a los distribuidores, no sólo obedece a las condiciones de oferta-demanda y de operación, debe cumplir también con las políticas de precio establecidas por el Ejecutivo Federal y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), quien a partir del mes de julio de 2014 aprobó un cambio a la metodología de cálculo de precios de venta de primera

mano, emitida en el Diario Oficial de la Federación el 8 de julio de 2014. Gracias a este cambio en la metodología de cálculo de precio del gas LP es que PGPB ha podido implementar un modelo de optimización en la logística de distribución de gas LP.

El modelo logístico implementado corresponde a un modelo de optimización basado en la técnica de programación lineal, el cual minimiza los costos de transporte entre las terminales de distribución y las poblaciones a las que pertenecen cada uno de los distribuidores, satisfaciendo la demanda, y sujeto a las condiciones operativas del sistema de distribución y de despacho de cada terminal mediante el uso de un *software* de optimización llamado Analytic Solver Platform, desarrollado por Frontline Solvers.

El beneficio que se estima con la aplicación de este modelo de asignación óptima es de 90.0 millones de pesos mensuales por la aplicación de la metodología de cálculo de precio de venta de primera mano y al minimizar el costo de transporte. Asimismo, se estima que con la aplicación de este modelo de optimización se disminuyen los recorridos por parte de los distribuidores en 2.1 millones de kilómetros mensuales, lo cual trae consigo una serie de beneficios (adicionales) como el ahorro en costos en la logística de transporte, menor emisión de gases de efecto invernadero,

menor desgaste en las carreteras e incluso menor probabilidad de accidentes carreteros.

Introducción

El gas licuado de petróleo, más conocido como gas licuado, gas LP o GLP, es un derivado del petróleo conformado por una mezcla de hidrocarburos compuesta principalmente de propano (C₃H₈) y butano (C₄H₁₀). Si bien el gas licuado es un derivado del petróleo, puede obtenerse ya sea como un subproducto del procesamiento del gas, o como subproducto de la refinación del petróleo.

Se produce en estado gaseoso pero se transforma a estado líquido a través de compresión y enfriamiento (por lo cual se le dice licuado), con la finalidad de manejarlo en mayor cantidad. En este sentido se puede transportar vía buque tanque, carro tanque, auto tanque, ducto a recipientes no transportables (tanques criogénicos, esferas de almacenamiento, tanques estacionarios) y/o a recipientes transportables (cilindros).

Cadena de suministro de gas LP en México

La cadena de suministro inicia con la disponibilidad del producto, ya sea proveniente de la producción nacional y/o de la importación². PEMEX cuenta con nueve complejos procesadores de gas (CPG), seis refinerías y 3 centros de acondicionamiento de gas húmedo (CAGH). Los complejos son: CPG Cactus, CPG Ciudad PEMEX, CPG Nuevo PEMEX, CPG La Venta, CPG Área Coatzacoalcos,



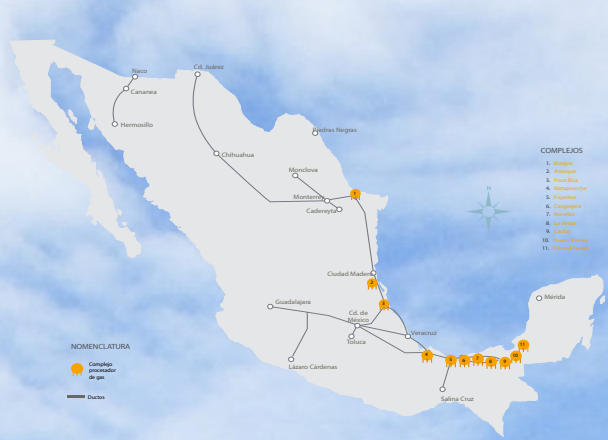


Gráfico 1. Ubicación geográfica de los complejos procesadores de gas (CPG).³



Gráfico 2. Ubicación geográfica de las refinerías de Pemex.⁴



Gráfico 3. Ubicación geográfica de las terminales de distribución de gas LP.⁵



Gráfico 4. Ubicación geográfica de las terminales de distribución de gas LP.⁷

CPG Matapionche, CPG Poza Rica, CPG Arenque y CPG Reynosa-Burgos (gráfico 1); las refinerías son: Salina Cruz, Minatitlán, Tula, Salamanca, Cd. Madero y Cadereyta (gráfico 2) y finalmente los centros de acondicionamiento son Nejo 1, Nejo 2 y Nejo 3 que se encuentran en el estado de Tamaulipas. Posteriormente, el producto es transportado vía ducto, buque tanque, carro tanque y/o auto tanque, desde los centros productores y/o de importación a las cerca de treinta terminales de distribución de gas LP (TDGLP) para, al principio, almacenar el producto (en caso de que la terminal cuente con capacidad de almacenamiento disponible) y posteriormente realizar las ventas de primera mano (VPM) (gráfico 3).

Por último, de las treinta terminales de distribución se despacha el producto a las cerca de 988⁶ plantas de

distribución perteneciente a los distribuidores (gráfico 4), que cuentan con un permiso de distribución vigente y se localizan en 629 poblaciones del territorio nacional.

Una vez que el distribuidor tiene el producto en su planta de distribución, se encarga de hacerlo llegar al consumidor final (residencial o industrial) vía auto tanque (pipa), ya sea transportando el producto para el llenado de tanques estacionarios o cilindros portátiles. Esta última logística es realizada directamente por el distribuidor.

Problemática presentada

Como el nivel de producción nacional no es suficiente para abastecer la demanda total del distribuidor, PEMEX debe complementarla con la importación. El reto para PEMEX una vez que cuenta con la totalidad del producto en cada una de las terminales de distribución es que debe asignarlo a cada uno de los distribuidores, indicando la proporción de volumen que cada distribuidor deberá recoger de la(s) terminal(es) de distribución.

La asignación se realiza por población⁸, de tal forma que si la demanda de la población es asignada 100% a una terminal de distribución determinada, los distribuidores de esa población recogerán su producto en esa terminal. Dicha asignación depende de la capacidad de despacho de las

terminales de distribución.

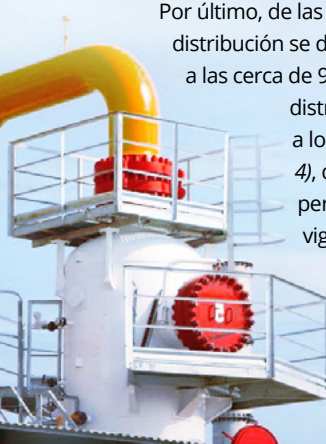
Sin embargo, la asignación de gas LP por parte de PEMEX a los distribuidores, no sólo obedece a las condiciones de oferta-demanda y de operación, debe cumplir también con las políticas de precio de carácter regulatorio emitidas por la Comisión Reguladora de Energía, a saber:

- Las normativas de precios de venta de primera mano (VPM) contenida en la Directiva de Precios de Venta de Primera Mano expedida por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- Las normativas de Precios de Venta al Usuario Final (PVUF).

Por un lado, la directiva establece un límite superior al precio que podrá aplicar PEMEX al gas LP, objeto de venta de primera mano, el cual deberá reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas LP, respecto al mercado internacional y al lugar en donde se realice la venta.

Los elementos que considera dicha directiva para el cálculo de precios de venta de primera mano son:

- El precio de referencia que resulte relevante para cada centro procesador.



- El costo de internación imputable, en su caso, al costo de oportunidad del gas LP en el punto de referencia relevante para cada centro procesador.
- El ajuste por los costos de transporte que permita reflejar el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad del gas LP en cada punto de venta.

De igual forma, el cálculo de precios de venta de primera mano debe considerar dentro de sus elementos la recuperación del margen comercial autorizado para el distribuidor, así como el flete desde sus instalaciones a la terminal de distribución de gas LP que PGPB le asigna para el retiro del producto.

Para el caso del precio al usuario final, dado el impacto que el precio del gas licuado de petróleo ha tenido en los últimos años, el poder ejecutivo ha venido sujetando dicho combustible a precios máximos de venta de primera mano y de venta al usuario final mediante decretos publicados, estableciendo que el precio promedio ponderado nacional al usuario final no sobrepase un límite establecido con respecto al precio promedio ponderado nacional al usuario final del mes anterior.

Antes de julio de 2014 (fecha en la que fue autorizado un cambio en la metodología de precio de gas LP) la relación que existía entre la asignación del producto terminal de distribución-destino y los precios de venta de primera mano en las terminales de

distribución y los precios de venta al usuario final era una relación biyectiva, esto es, un cambio en la asignación de gas LP entre cada terminal de distribución y destino impactaba en el nivel de precios y viceversa.

El hecho de que el ordenamiento implique considerar el promedio ponderado nacional al usuario final significa que para su cálculo deben involucrarse los precios al usuario final definidos en cada una de las zonas que marca la directiva de precios y los volúmenes asignados desde cada una de las terminales de distribución de gas LP a las poblaciones en las que se encuentran cada uno de los distribuidores. Es decir, se requiere contar con los volúmenes asignados en cada una de las rutas origen-destino.

Bajo este contexto y teniendo en cuenta cumplir con las restricciones previstas en la metodología de cálculo anterior tales como: la recuperación del margen comercial y el flete; y los niveles de oferta y demanda en cada punto de entrega; en la metodología se establece que el flete en el punto de entrega es el máximo de los fletes incurridos por los distribuidores que se abastecen en ese punto de entrega, ponderando el volumen asignado en las rutas que tienen como origen el punto de entrega y el destino en donde se localizan las plantas de los distribuidores.

De esta forma se obtenían 30 precios de venta de primera mano, es decir, uno para cada terminal de distribución de gas LP y 145 precios máximos de venta al usuario final,

correspondientes a cada una de las zonas de precio de acuerdo a lo establecido en el Acuerdo de Precios publicado mensualmente por la Secretaría de Economía en el Diario Oficial de la Federación.

Sin embargo, esta metodología de precio, previa a julio de 2014, presentaba las siguientes desventajas en la asignación del producto, situación no óptima para PEMEX y en ocasiones ni para el distribuidor.

La asignación del producto no era eficiente en el sentido de que la distribución de volúmenes comúnmente no era al punto de entrega más cercano, sino que estaba sujeta a cumplir el decreto de precios, lo que generaba costos adicionales significativos en flete, se requería de mayor parque vehicular de los distribuidores para retirar el producto y con ello un mayor número de auto tanques circulaba con producto en las carreteras del país, con el riesgo inherente que esto implica.

Si durante el transcurso del mes era necesario realizar cambios en la asignación a otras terminales de distribución, por variaciones tanto de la oferta como de la demanda (e incluso por la ocurrencia de situaciones de contingencia), se afectaba la recuperación del margen comercial de los distribuidores, sin que PGPB tuviera la opción de reconocer dicha pérdida dado que la metodología de precio no era sensible a estos cambios en la logística.

Dada la conformación de las zonas de precios al público, se generaban diferenciales en flete a determinados distribuidores por el simple hecho de tener un flete menor al flete que fijaba el precio de venta de primera mano en ese punto de entrega, lo cual implicaba oportunidades de arbitraje exógenas al funcionamiento eficiente del mercado.

Lo anterior generaba una distorsión en el mercado y condiciones inequitativas de competencia entre los distribuidores. Continuará...

Agradecemos al Act. René Ramírez Romero, Gerente de Logística de Gas y Petroquímica Básica por permitirnos la difusión de este artículo en colaboración con la Gerencia de Logística y Suministro de Gas LP, PGPB.

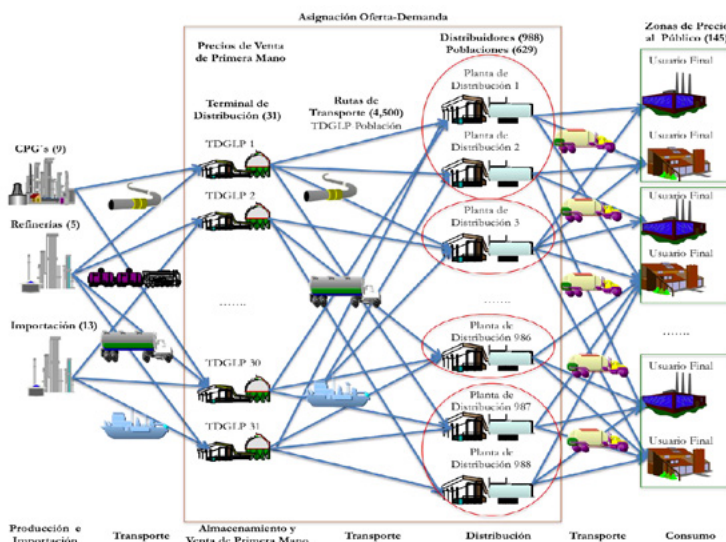


Gráfico 5. Cadena de suministro de gas LP en México.

¹ De acuerdo a lo aprobado en la reciente Reforma Energética se tiene previsto que el mercado de hidrocarburos en México sea un mercado abierto, lo cual implicaría la entrada de participantes en la cadena de suministro en actividades que actualmente está reservada exclusivamente para PEMEX. ² México es un país deficitario de gas LP, por lo que es necesaria su importación. ³ Fuente: Anuario Estadístico 2003- 2013, PEMEX. ⁴ *Ibidem*. ⁵ Fuente: PEMEX. ⁶ Plantas de distribución que cuentan con un permiso otorgado por la Secretaría de Energía (SENER). ⁷ Fuente: PEMEX.

⁸ Significa que se agrega la demanda de cada uno de los distribuidores que pertenecen a esa población.



SECRETARÍA DE ENERGÍA



SENER PROMUEVE EL USO DE ENERGÍA DEL OCÉANO

La Secretaría de Energía (SENER) promueve un proyecto de aprovechamiento de energía del océano en el canal de Cozumel, para el cual está convocando a empresas e instituciones académicas para el financiamiento y trabajos de investigación.

Efraín Villanueva Arcos, director general de Energías Renovables de la SENER, aseguró que se trata de un proyecto que podría estar funcionando en el 2016, pues la empresa de transporte marítimo Aviomar ya está involucrada en el financiamiento.

El canal de Cozumel, dijo, tiene un enorme potencial para el aprovechamiento de las corrientes submarinas que atraviesan esta región. Los generadores se encuentran ya en fase de desarrollo, aunque se trata de prototipos que aún no tienen distribución comercial.

El proyecto viene acompañado con la conformación del primer centro mexicano de energías del océano, que tendrá su sede

en Quintana Roo, y para el cual habrá una partida presupuestal inicial de 160 millones de pesos, integrados en el fondo sectorial SENER-CONACYT para la investigación y desarrollo tecnológico.

Junto con Aviomar, otras empresas de transportación marítima están interesadas en participar en el proyecto, pues el alto costo de los combustibles fósiles las está obligando a voltear a otras alternativas que les sean más redituables para la movilización de sus barcos.

Además del financiamiento, las empresas participan en la elaboración de un mapa de rutas tecnológicas para energías del océano, que identifica los puntos de factibilidad, donde podrán establecerse los mecanismos de transformación de energía.

Este proyecto fue presentado al Consejo Coordinador Empresarial del Caribe, en busca de financiamiento y aportaciones del sector privado para su desarrollo.

De manera paralela, la SENER promueve la creación de energía eléctrica a partir de la biomasa, es decir, aprovechando la enorme cantidad de sargazo que está llegando a las costas quintanarroenses, además de la materia orgánica que produce la selva de la península.

La biomasa es aquella materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los residuos y desechos orgánicos, susceptible de ser aprovechada energéticamente.

En Quintana Roo y Campeche se encuentra el macizo selvático más grande del continente, después de la Selva Amazónica. La enorme cantidad de biomasa que se genera anualmente en esta región hace de la península una zona ideal para el desarrollo de proyectos de innovación que aprovechen este potencial, explicó Villanueva Arcos.

Fuente: www.mexicoenergetico.com.mx - septiembre 2015



Ing. Héctor Leyva Torres

CONDOLENCIAS

Nos unimos a la pena que embarga a familiares, amigos y compañeros de trabajo por el sensible fallecimiento del **Ing. Héctor Leyva Torres** acaecido el pasado domingo 20 de septiembre.

En su trayectoria tanto profesional como funcionario jubilado, fue siempre un ejemplo a seguir, demostrando en todo momento un alto grado de compromiso y calidad con su trabajo.

Descanse en paz.



CONTÁCTANOS

Dirección

Poniente 134, No. 411
Col. San Bartolo Atepehuacan
Deleg. Gustavo A. Madero.
México, D.F. C.P. 07730

Contacto

+52 (55) 5260 6537 / +52 (55) 5260 6848
cipm_sede@cipm.org.mx

Síguenos en Twitter

www.twitter.com/CIPM_AC 

Visita nuestro sitio web

**desde tu smartphone usando
este código QR**

