

EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Julio 24 de 2015

- **'Podríamos arrancar con la fase dos de la planta'**
 - **Ecopetrol denuncia que en lo corrido del año van 393 casos de hurto de cobre**
 - **Petroleras invertirán 144 y 150 mdd; se preparan para nueva ronda**
 - **Gasolina debe empezar a aclarar su fórmula**
 - **Petróleo no encuentra rumbo claro por contracción en China**
 - **Crudo Brent toca mínimo de 4 meses por "efecto China"; WTI gana 0.43%**
-

Portafolio

'Podríamos arrancar con la fase dos de la planta'

<http://www.portafolio.co/negocios/entrevista-gerente-general-sociedad-portuaria-el-cayao>

José Luis Montes, gerente general de la Sociedad Portuario El Cayo, firma que construye la primera planta de esa categoría de gas licuado del país, dice que si el Gobierno les da las señales podrían iniciar la construcción de una planta en tierra en tres años.

La semana pasada inició en firme la construcción de las obras de la planta de regasificación de gas licuado de la Sociedad Portuaria El Cayao, una infraestructura que se identifica como la esperanza para garantizar el abastecimiento de gas de las plantas de generación de energía térmica de la Costa Caribe.

El gerente general de la sociedad, José Luis Montes, explicó en qué va el proyecto y qué señales necesitan del mercado para poder arrancar con la fase dos.

¿El cronograma para la planta de regasificación está al día?

Sí, lo estamos cumpliendo a cabalidad.

¿Qué sigue en el proceso de construcción?

Aquí hay dos partes importantes: está la zona de construcción en tierra y la zona en el área marítima que nos asignaron. La primera parte es adecuar el terreno para las

instalaciones, las estaciones y el gasoducto, que puede tardar entre 30 y 60 días. Luego inicia la construcción en las instalaciones marinas, el muelle con la plataforma.

¿Cómo califica el tiempo que se tardó la licencia ambiental?

Nos sentimos contentos por la gestión de la Anla. Teníamos presupuestado que la licencia tenía que estar antes de junio, y nos la entregaron el 15 de abril.

¿A qué acuerdos se llegó con las comunidades vecinas a las obras?

Con las seis comunidades el mayor acuerdo al que llegamos fue desarrollar proyectos productivos que compensaran su actividad económica principal, que es la pesca. Vamos a destinar más de 5.000 millones de pesos a estos proyectos, y a otras iniciativas en temas culturales y sociales, que las comunidades escogieron.

La Upme sugirió que la Planta de Regasificación podría abastecer también a los hogares, ¿eso es posible?

Desde el punto de vista técnico, sí. Lo que pasa es que nosotros tenemos completamente vendido el proyecto, es decir, los 400 millones de pies cúbicos están negociados con los generadores térmicos, que están pagando gran parte de las obras. La Upme hace una planeación sobre recursos energéticos en el país tomando todos los frentes de recursos y cruzándolos con la demanda. Hacen un balance y plantean escenarios, pero fuera de eso hay otros temas comerciales y regulatorios que hay que tener en cuenta, como por ejemplo, quién tiene los derechos sobre un campo productor, o una planta de regasificación, en este caso.

Es decir, ese gas no lo pueden destinar a otro fin distinto que el de abastecer a las térmicas...

Nosotros, como tal, no. Ya sería un tema de nuestros clientes, si de alguna manera reciben una directriz de la Creg, para que entreguen esa capacidad al mercado, es algo en lo que nosotros no tenemos competencia.

¿Es sencillo aumentar la capacidad de la planta una vez construida?

Teniendo la planta se facilita mucho la ampliación del proyecto. Ahora, esta obra está contemplada en dos partes: estamos trabajando en la fase 1, que es un barco regasificador, con un almacenamiento determinado. La capacidad es única y el barco no se puede modificar, habría que tener un nuevo barco.

Ahora bien, la segunda fase del proyecto contempla migrar estas instalaciones a tierra, allí se tiene toda la flexibilidad: el almacenamiento y el tamaño que gustes.

¿Por qué no hicieron entonces la planta en tierra?

Tres razones principales: uno, el tiempo, el Gobierno necesitaba esto rápido y la planta en tierra tarda 3 años en construcción; segundo, la inversión: ya no son 140 millones de dólares, son 600 millones de dólares, y (tercero) como este es un proyecto a 20 años, no te daban los números para recuperar tu inversión.

Entonces, sí podemos tener una planta de regasificación en tierra, el muelle es el mismo, el gasoducto también, pero se necesitaría una mayor capacidad de almacenamiento y de regasificación. Para esto necesitas un contrato no de 10, sino de 20 años.

Es decir, la segunda fase aún no está definida

No está definida porque no se han dado las condiciones regulatorias y comerciales para que sea económicamente viable.

Dice que son tres años de construcción, pero ¿habría que sumarle el tiempo de la licencia?

No, la licencia que tenemos ya incluye la segunda fase. Si nos dan la señal hoy arrancamos enseguida. Es que este proyecto se constituyó de forma tal que fuera a 20 años y, mientras terminábamos la planta en tierra, se traía el barco regasificador. Lo que sucede es que las condiciones para el contrato a 20 años no se dieron, entonces solo pudimos ofrecer al mercado la fase uno. Pero con las condiciones adecuadas estamos dispuestos a llevar a cabo la fase dos.

¿Y eso en qué va, lo han conversado con el Gobierno?

El Gobierno tiene conocimiento de esto y hemos intercambiado ideas al respecto pero aún no hemos llegado a un acuerdo. Es más que todo una discusión entre Gobierno y generadores térmicos, que son nuestros clientes.

¿Por qué necesitan autorización del Gobierno?, ¿las condiciones del contrato no las fijan ustedes con las térmicas?

Sí, pero los térmicos nos dan un contrato a diez años porque el cargo por confiabilidad que les asignó el Gobierno Nacional para este proyecto fue por diez años, ese cargo es el ingreso que les garantiza a los agentes termoeléctricos recuperar los costos de su inversión. Qué pasa si ellos firman un contrato a 20 años y el Gobierno decide eliminarlo, significa que la térmica se quedaría sin cómo cubrir sus obligaciones. Por eso digo que es un tema regulatorio y comercial, para que efectivamente se pueda dar.

Fuente: Portafolio

Ecopetrol denuncia que en lo corrido del año van 393 casos de hurto de cobre

http://www.larepublica.co/ecopetrol-denuncia-que-en-%07lo-corrido-del-a%C3%B1o-van-393-casos-de-hurto-de-cobre_280671

Ayer la estatal petrolera reportó que por el delito de hurto de cobre se han dejado de producir 24.885 barriles en 2015, especialmente porque los campos más afectados han sido los de Acacías y Castilla la Nueva (Meta), Yondó (Antioquia) y Barrancabermeja (Santander).

El hurto del cable de cobre que suministra energía a los pozos petroleros para mantenerlos en producción se está convirtiendo en el segundo delito contra la infraestructura petrolera que ha aumentado este año. En lo que va de 2015, la empresa ha reportado 393 hurtos de cable de cobre en tres zonas de producción del país, casi el doble de lo reportado en el mismo periodo del año anterior.

Las acciones de las autoridades han permitido capturar a 162 personas y recuperar 8.727 metros de cable (8.035 en la Orinoquia, 372 en Magdalena Medio y 320 en el sur del país).

En total, 224 pozos petroleros han sido afectados: 110 de la Orinoquía, 98 del Magdalena Medio y 16 de Huila y Putumayo y la principal consecuencia de esta actividad es la salida de operación de los pozos, ante la interrupción temporal del flujo eléctrico.

Así, según cálculos de Ecopetrol, la producción diferida, es decir, el volumen de crudo dejado de producir en lo corrido del año por este delito, suma 24.885 barriles: 14.994 en los campos Castilla y Chichimene.

Fuente: La República

Siempre!

Presencia de México

Petroleras invertirán 144 y 150 mdd; se preparan para nueva ronda

<http://www.siempre.com.mx/2015/07/petroleras-invertiran-144-y-150-mdd-se-preparan-para-nueva-ronda/>

Luego de llevarse a cabo la primera etapa de exploración de los bloques que le fueron adjudicados en el proceso de licitación de la Ronda Uno, en donde resultaron ganadoras las firmas Sierra Oil and Gas, Talos Energy y Premier Oil, se estima una inversión entre 144 y 150 millones de dólares, en los primeros cuatro años.

Ante dichas cantidades de inversión, el presidente y director general de Sierra Oil and Gas, aseguró a medios de comunicación que esta cantidad es suficiente para cumplir con el programa mínimo de trabajo de la fase exploratoria.

Detalló que alcanzar el capital de mil 300 millones de dólares que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) espera por cada uno de los contratos, dependerá de lo que se encuentre en las áreas a trabajar.

De los planes previstos por las firmas ganadoras esta llevar a cabo el reprocesamiento de los estudios de sísmica 3D en el bloque siete, por el cual ofrecieron un Valor Ponderado del 63.6%.

De aprobarse el plan de trabajo de dicha empresa entraría en vigor el próximo septiembre.

Empresas anglosajonas interesadas en próximas rondas

Empresas petroleras como Royal Dutch Shell, Chevron, Statoil y Nexen-CNOOC, han mostrado interés de asociarse con Pemex y participar en este tipo de actividades.

El interés de las petroleras más importantes en el mundo por resultados en ventas es con la finalidad de trabajar con la paraestatal y buscar cómo extraer hidrocarburos en territorio mexicano, aprovechando la apertura que permite el marco legal en México con la nueva Reforma Energética.

Empresas mexicanas no se quedan atrás

La Comisión Nacional de Hidrocarburos informó que para el proceso de la tercera convocatoria a definirse en diciembre participan, Carso Oil del magnate Carlos Slim, Petro Bal de Alberto Baillères y Newpeck de Grupo Alfa de Armando Garza Sada.

Respecto a lo anterior la CNH informó que para el proceso de septiembre, 26 empresas iniciaron su fase de precalificación y tres más se encuentran en un paso preliminar, que es el pago a un acceso al cuarto de datos de información geológica.

Fuente: Siempre. México



Gasolina debe empezar a aclarar su fórmula

http://www.larepublica.co/gasolina-debe-empezar-aclarar-su-f%C3%B3rmula_280651

Después de que los representantes de la cadena de producción de combustibles líquidos del país se reunieran con el Ministerio de Minas y Energía y trataran los principales retos que tiene Colombia en materia de política de combustibles, se encontró que dentro de las

falencias que se necesitan tratar está el desabastecimiento, los altos niveles de contrabando y la “sincerización” de la fórmula de la gasolina.

Esta última generando el mayor interés, ya que algunos distribuidores y miembros de la cadena productiva señalaron que la conocida fórmula a veces trabaja más temas políticos que técnicos.

Para Álvaro Younes, presidente de Fedispetrol, “el método de ajuste de precios pudiera tener una mejor estructura, donde se podría evidenciar no solo mejor remuneración para los agentes, sino también para el consumidor final”.

Además, según el dirigente gremial, es hora de que el Gobierno deje de dilatar las decisiones sobre este tema ya que actualmente tiene los estudios suficientes para establecer márgenes diferentes.

No obstante, este elemento parece estar confuso dentro de la agenda del ente regulador, que ahora será la Comisión de Regulación de Energía y Gas, Creg.

Esto, ya que por un lado en el Foro Retos y Perspectivas del Mercado de Combustibles Líquidos por medio de su director, Jorge Pinto, se explicó que “no se pretende cambiar la metodología tarifaria de productos actual o hacer un cambio mayor que impacte la actual metodología de transporte. Tampoco se pretende generar impactos fuertes en el sector ni cambiar la metodología de márgenes para los distribuidores mayoristas y minoristas”. Pero, agregó que se revisará la estructura de costos asociados y se desea sincerar precios y tarifas para que sean económicamente eficientes.

Por otra parte, dentro de los retos que el Ministerio de Minas y Energía está analizando se encuentra la creación de un órgano dedicado solo a la atención de emergencias de combustibles, el desarrollo de un protocolo para atender crisis de suministro, la obligación por parte de los agentes de tener volúmenes almacenados que dependan de las ventas y crear almacenamiento adicional al operacional.

También, según comentó el viceministro de Energía, Carlos Fernando Eraso, en infraestructura se examinará el costo beneficio de aumentar la capacidad de los poliductos para garantizar que exista la disponibilidad en caso de una emergencia y se estudiará el costo beneficio de expandir la infraestructura de internación para no depender únicamente de Pozos Colorados -Galán.

Como recomendación final de la Agencia Internacional de Energía también está mejorar la calidad de la información y dar prioridad a la demanda de combustibles en emergencias.

Más niveles de control al contrabando

Dentro de las conclusiones del foro también se estableció que se deben aumentar los niveles de control al contrabando de combustibles, lo cual está delineado en la Ley Anticontrabando. Pero que se debe garantizar que se logrará que estas nuevas medidas y

castigos generen a corto y mediano plazo reducciones significativas de este delito que impacta fuertemente las zonas de frontera.

Las opiniones

Carlos Fernando Eraso

Viceministro de energía

“Para elaborar el Plan de Continuidad se tendrá en cuenta la demanda, el estado de las refinerías, entre otras”.

Álvaro Younes

Presidente de Fedispetrol

“Después de cuatro años de un buen estudio hubo paliativos que no compensan en realidad la situación”.

Fuente: La República

Portafolio

Petróleo no encuentra rumbo claro por contracción en China

<http://www.portafolio.co/internacional/petroleo-hoy-24-julio-2015>

La referencia WTI sube hasta 48,57 dólares, mientras que el barril Brent retrocede hasta 54,92 dólares.

El crudo Brent se negociaba cerca de mínimos de cuatro meses el viernes luego de que datos mostraron una contracción en el sector fabril de China y de que el dólar subió frente a una canasta de monedas.

La actividad en el vasto sector manufacturero de China se contrajo al ritmo más veloz en 15 meses en julio, según un sondeo privado preliminar.

"Las preocupaciones sobre el entorno de la demanda se destacaron aún más hoy por la lectura del Índice de Gerentes de Compra (PMI) de China", dijo Michael McCarthy, estratega de mercado de CMC Markets en Sidney.

El petróleo Brent caía 35 centavos, a 54,92 dólares por barril, luego de tocar mínimos intradía de 54,80 dólares, su menor nivel desde inicios de abril.

El Brent ha perdido casi un 13 por ciento en julio, su mayor caída de un mes desde una pérdida de casi 19 por ciento en enero, aunque la baja ha sido menos severa esta semana. Los precios se negociaban en el rango semanal más ajustado en once meses, ya que la fuerte demanda estacional, en particular de gasolina en la temporada de mayor demanda del verano boreal, ayudaba a mitigar el efecto a largo plazo de un exceso global de suministros.

El petróleo para septiembre en Estados Unidos subía 12 centavos, a 48,57 dólares por barril, luego de cerrar el jueves con mermas de 74 centavos, a 48,45 dólares, un mínimo desde el 31 de marzo.

Por ahora, el contrato más activo de petróleo en Estados Unidos podría ver cierto alivio de las ventas que lo llevaron a su menor nivel en cuatro meses.

Ambos referenciales registraron pérdidas este mes, debido en parte a la fortaleza del dólar, que hace más rentable que los inversores fuera de Estados Unidos vendan materias primas, y a las expectativas de mayores suministros de Irán tras el acuerdo nuclear alcanzado entre Teherán y potencias mundiales.

El petróleo en Estados Unidos ha perdido un 18 por ciento en julio, el mayor declive diario desde diciembre y la segunda mayor caída mensual en los últimos siete años.

Analistas consideran que la perspectiva de bajos precios del crudo podría obligar a los mayores productores mundiales a reducir el gasto a medida que enfrentan la posibilidad de otro golpe a sus ganancias trimestrales.

Fuente: Portafolio

EL FINANCIERO

Crudo Brent toca mínimo de 4 meses por “efecto China”; WTI gana 0.43%

<http://www.elfinanciero.com.mx/mercados/crudo-brent-toca-minimo-de-meses-por-efecto-china-wti-gana-43.html>

El Brent ha perdido casi 13% en julio, su mayor caída de un mes desde enero, cuando retrocedió casi 19%. La baja se da ante datos que mostraron una contracción en el sector fabril de China y por el fortalecimiento del dólar.

Los futuros del crudo operan mixtos, con el crudo Brent cotizándose cerca de mínimos de cuatro meses, luego de que datos mostraron una contracción en el sector fabril de China y de que el dólar subió frente a una canasta de monedas.

El contrato del crudo de Londres perdía 0.33 por ciento, a 55.09 dólares, luego de tocar mínimos intradía de 54.80 dólares, su menor nivel desde inicios de abril en la bolsa ICE Futures Europa.

El Brent ha perdido casi un 13 por ciento en julio, su mayor caída de un mes desde una pérdida de casi 19 por ciento en enero, aunque la baja ha sido menos severa esta semana.

A contracorriente, en la Bolsa Mercantil de Nueva York, el convenio del crudo WTI subía 0.43 por ciento a 48.66 dólares. El contrato se deslizó 74 centavos a 48.45 dólares el



jueves. Los precios se dirigían a una cuarta disminución semanal, la caída más larga desde marzo.

Los precios se negociaban en el rango semanal más ajustado en once meses, ya que la fuerte demanda estacional, en particular de gasolina en la temporada de mayor demanda del verano boreal, ayudaba a mitigar el efecto a largo plazo de un exceso global de suministros.

Las preocupaciones sobre el entorno de la demanda se destacaron más este viernes tras por la lectura del Índice de Gerentes de Compra (PMI) de China que se contrajo al ritmo más veloz en 15 meses en julio.

El petróleo en Estados Unidos ha perdido un 18 por ciento en julio, el mayor declive diario desde diciembre y la segunda mayor caída mensual en los últimos siete años.

Ambos referenciales registraron pérdidas este mes, debido en parte a la fortaleza del dólar, que hace más rentable que los inversores fuera de Estados Unidos vendan materias primas, y a las expectativas de mayores suministros de Irán tras el acuerdo nuclear alcanzado entre Teherán y potencias mundiales.

Analistas consideran que la perspectiva de bajos precios del crudo podría obligar a los mayores productores mundiales a reducir el gasto a medida que enfrentan la posibilidad de otro golpe a sus ganancias trimestrales.

Fuente: El Financiero. México