

EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Octubre 12 de 2016

- **El precio del dólar sube 3 pesos y se cotiza en un promedio de \$ 2.919**
 - **Los cambios energéticos que benefician al consumidor**
 - **OPEP elevó producción de crudo a nuevo máximo en septiembre**
 - **Colombia sigue en los planes estratégicos de Pacific E&P**
-

Portafolio

El precio del dólar sube 3 pesos y se cotiza en un promedio de \$ 2.919

<http://www.portafolio.co/economia/finanzas/precio-del-dolar-se-negocia-al-alza-miercoles-12-de-octubre-500968>

12 de octubre de 2016

La caída del petróleo en la jornada fortalece al dólar. Las acciones se cotizan a la baja. El Colcap pierde 0,18. Ecopetrol retrocede 1,13 por ciento.

El peso colombiano no presentó grandes cambios en su valor durante la jornada del martes. La firma Credicorp Capital explica que este comportamiento se dio en medio de un precio del petróleo que oscila alrededor de los US\$ 52 (Brent), "ante las expectativas de la potencial materialización del acuerdo de la Opep y otros países productores de crudo para estabilizar el mercado".

Este miércoles, el dólar se negocia al alza en Colombia. La divisa estadounidense se cotiza en un precio promedio de \$ 2.923, es decir, sube 3,49 pesos frente a la TRM del día (\$ 2.919,51). El precio más alto que se ha pagado por un billete verde es \$ 2.942.

Credicorp agrega que "el mercado estará a la expectativa de la publicación de las minutas de la última reunión de la Fed, en las que se podrá evidenciar que tan cerrada fue la discusión con respecto a un incremento en la tasa de referencia".

Por su parte, en el mercado accionario las acciones se transan a la baja.

El índice Colcap desciende 0,18 por ciento.

La acción de Ecopetrol pierde 1,13 por ciento.

El título de la ETB desciende 2,17 por ciento.

Fuente: PORTAFOLIO

Los cambios energéticos que benefician al consumidor

http://www.larepublica.co/los-cambios-energ%C3%A9ticos-que-benefician-al-consumidor_430196

12 de octubre de 2016

En los últimos días la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg) y el Congreso han buscado la implementación de normas que beneficien al consumidor de energía en materia de tarifas, ya que en las recientes calificaciones de competitividad este aspecto ha sido marcado como “regular” al compararlo con el promedio de América Latina.

El primer punto que aliviaría el bolsillo de los hogares estrato uno, dos y tres es el proyecto que el lunes quedó aprobado en último debate en la Cámara de Representantes. Este busca eliminar el cobro de reinstalación y reconexión de servicios públicos cuando la razón de suspensión es falta de pago.

Según explicó en su momento el ponente el proyecto, al que solo le falta la sanción presidencial, “lo que queremos es aliviar la situación de miles de colombianos, principalmente los de estratos bajos, que ven frustrada la posibilidad de disfrutar de los servicios públicos esenciales para llevar una vida digna, debido a que no tienen con qué pagar los altos costos que las empresas cobran por reconexión o reinstalación”, dijo Lidio García, senador de la Comisión Quinta.

Ahora, ante la modificación, las empresas señalaron a LR en días pasados, cuando faltaba un debate para la aprobación, que este mecanismo podría terminar afectando gravemente la caja, ya que no habría una sanción ejemplar ante la falta de pago, lo que podría llevar a un debilitamiento de la gestión de cartera. En la actualidad están realizando los cálculos de cuánto podrían ser las afectaciones.

Subastas con precios más bajos

Por otra parte, y para disminuir los costos de los sectores que no se ven afectados con la norma anterior, es decir, estratos cuatro, cinco, seis e industriales, las nuevas subastas de energía incluirían megavatios de tecnologías más económicas que dejarían a las plantas de líquidos como una especie de reserva estratégica.

Hoy, y teniendo en cuenta las centrales que ya tienen licencia ambiental, o que están cercanas a conseguirla, y los costos de producción de esta energía, lo más probable, según la Upme (Unidad de Planeación Minero Energética), es que la matriz se acerque en 2025 al escenario 12 del estudio.

Este escenario se sustenta en generación térmica, que tiene como base el carbón, con cerca de 1.020 megavatios (MW), centrales eólicas en el norte de La Guajira (1.174 MW) y varias plantas hidroeléctricas de tamaño mediano.

Frente a este último punto llama la atención que hay muy pocos proyectos de gran tamaño, solo 16 registros por encima de 100 megavatios, siendo Cañafisto, el proyecto que está en trámite con la Anla (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales) de Isagen, el de mayor tamaño (936 MW).

Para Ángela Montoya, presidente de Acolgen, “es una buena mezcla ya que ninguna tecnología se debe descartar si es competitiva. En primer lugar, es sensato que sigan las hidroeléctricas ya que el país tiene aún mucha agua. Ahora, para que se vuelvan a hacer grandes proyectos se deben solucionar temas de comunidades y consultas”.

Frente a la expansión a carbón se evidenció que finalmente se dejarían descartadas nuevas plantas a gas o combustibles líquidos, y el carbón es un buen sustituto para ser confiables. Según Montoya, “somos un país productor y exportador de carbón y hoy en día las plantas que funcionan con este combustible tienen todos los elementos para cumplir con las emisiones que se requieren en los compromisos de Colombia en el COP 21”.

Potencial de los no convencionales

Según los registros, hay 11 proyectos de 1.285 MW eólicos para La Guajira, los cuales dependiendo de la entrada de la línea de transmisión y de la regulación podrían incorporarse. La Anla confirmó a LR, que de estos se han presentado 10 solicitudes de parques eólicos que están en etapa de elaboración y presentación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas. Frente a otro tipo de tecnología, la Anla señaló que ya dio licencia ambiental al proyecto geotérmico Macizo Volcánico Nevado del Ruiz de Isagen.

Fuente: LA REPUBLICA



OPEP elevó producción de crudo a nuevo máximo en septiembre

<http://www.dataifx.com/noticias/ojep-elev%C3%B3-producci%C3%B3n-de-crudo-nuevo-m%C3%A1ximo-en-septiembre>

12 de octubre de 2016

Los catorce miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) han continuado abriendo sus grifos hasta extraer juntos 33,4 millones de barriles diarios (mbd) de crudo el pasado mes, marcando un nuevo máximo histórico.

En su informe mensual publicado hoy, la OPEP revela ese volumen de producción que, calculado como media de lo estimado por varios institutos independientes, supera en 22.000 bd el nivel de agosto.

Por otro lado, mientras mantiene casi sin cambios su pronóstico sobre el crecimiento de la demanda mundial de "oro negro" a corto y mediano plazo, el documento corrige a la baja la previsión sobre los suministros de sus competidores este año

El incremento se debe sobre todo al mayor bombeo de Irak que, con un aumento mensual de 105.000 mbd, llevó el total extraído a una media inédita de 4,45 mbd, consolidándose el país como segundo productor del grupo, por detrás de Arabia Saudí.

También Libia y Nigeria lograron recuperar parte de las actividades interrumpidas y añadieron 92.600 bd y 95.300 bd hasta totalizar 363.000 y 1.524.000 bd, respectivamente, al tiempo que Irán elevó sus suministros en 21.400 bd, hasta 3,6 mbd.

En menor medida aumentaron también sus suministros Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Catar y Ecuador.

Esos aumentos sobrepasaron las caídas de las producciones de Arabia Saudí (en 87.500 bd, hasta 10,49 mb), Venezuela (en 18.000 bd, hasta 2,08 mbd), Angola, Gabón, Argelia e Indonesia.

Pero también fuera de la OPEP hubo incrementos de la oferta petrolera el pasado mes, en comparación con agosto, con lo que el "suministro global aumentó en 1,46 mbd hasta mediar los 96,40 mbd", un volumen que superaría en 2 mbd la demanda calculada como media por la OPEP.

El informe mantiene casi sin cambios su pronóstico sobre el crecimiento del consumo de "oro negro" del planeta para este año y el próximo, que incluye una desaceleración en 2017.

"La demanda mundial de crudo en 2016 es vista creciendo en 1,23 mbd (un 1,33 %) hasta mediar 94,40 mbd, tras una revisión al alza marginal de cerca de 10.000 bd" con respecto a lo previsto en septiembre, señalan los expertos de la OPEP.

En 2017 el consumo subirá a un ritmo menor, de 1,15 mbd ó un 1,22 %, hasta mediar los 95,56 mbd. Con respecto a la oferta de crudo que compite con la de los catorce socios de la organización, el informe la ha recortado para este año y revisado al alza la de 2017.

"Se espera ahora que la oferta 'No-Opep' se contraiga en 2016 en 0,68 mbd, tras una revisión a la baja en cerca de 70.000 bd respecto al informe de septiembre, hasta mediar 56,50 mbd", indica el informe.

La corrección se debe, entre otros, a un ajuste de los datos sobre el segundo trimestre de este año sobre la situación en Canadá, Rusia y Estados Unidos.

Los datos del informe confirman que el mercado sigue sobreabastecido, un factor que desde mediados de 2014 presiona a la baja sobre los precios del barril y está llevando a los países productores a intentar cuajar un acuerdo para limitar los suministros.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) advirtió ayer, en su informe mensual, que el exceso de petróleo en el mercado va a prolongarse en 2017 a menos que la OPEP reduzca su producción.

Fuente: DATA IFX

Portafolio

Colombia sigue en los planes estratégicos de Pacific E&P

<http://www.portafolio.co/negocios/colombia-sigue-en-los-planes-de-pacific-e-p-tras-su-reestructuracion-500955>

12 de octubre de 2016

En los próximos días la nueva junta directiva definirá la prioridad en negocios y activos, y el país está entre los objetivos de la petrolera.

Una vez tome posesión la nueva junta directiva de Pacific E&P, que será en los próximos días en Toronto, la petrolera canadiense entrará a revisar en detalle el estado de cada uno de sus negocios en el continente, incluida Colombia, y establecerá a cuáles se le da prioridad por nivel de producción.

Así mismo, en el caso de Colombia, Pacific E&P analizará cada uno de los bloques de la nueva oferta permanente que anunciará en las próximas semanas la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) con el objetivo de fortalecer su presencia en el país (Lea también: Pacific comienza proceso de reestructuración).

La petrolera canadiense precisó a este diario que para que la nueva junta pueda ejecutar la estrategia de producción, primero debe esperar a que concluya la implementación del plan de reestructuración financiera en Canadá y que lidera el Fondo Catalyst el cual debe quedar listo el próximo 24 de octubre.

“La nueva junta directiva, que se nombrará una vez terminado el proceso de reestructuración, estará encargada de definir la estrategia general de la compañía y en su momento establecerá los activos en los que se concentrará y las actividades que adelantará”, reafirmó Pacific E&P.

Sin importar los problemas económicos que afronta la petrolera canadiense en el país, a lo que asegura son de apenas US\$ 7 millones de dólares, y que el resto ha sido pagado, sigue vigente en la actividad.

Las inversiones en bienes de capital durante el segundo trimestre de 2016 fueron de \$ 48.000 millones, un descenso de \$ 137.000 millones en comparación con los \$185.000 millones en el segundo trimestre de 2015.

Un total de \$ 15.000 millones se invirtieron en la expansión y construcción de infraestructura de producción, principalmente en los campos Rubiales, Quifa, Cubiro, Cravoviejo, La Creciente, Arrendajo, Guama, Corcel, Guatiquía, Neiva, Bloque 131 y el Bloque Z-1.

En su más reciente informe de gestión financiera, Pacific E&P reportó que durante el segundo trimestre del 2016, la producción neta después de regalías y consumo interno fue de 127.951 barriles día, lo que representa un descenso de 14.386 barriles día (10%) en comparación con la producción neta promedio de 142.337 barriles día reportada en el primer trimestre del 2016.

Así mismo, el citado texto indica que durante el segundo trimestre del 2016, la producción de crudo liviano y mediano totalizó 42.453 barriles día, con un decrecimiento del 10% con respecto al primer trimestre del 2016.

“El descenso se atribuye principalmente al declive natural de los campos petroleros de los Llanos los cuales no han sido sostenidos por medio de actividades de perforación. La producción de petróleo pesado en Quifa y otros campos también descendió en un 4% durante el segundo trimestre del 2016 en comparación con el trimestre anterior. La producción de petróleo mediano y liviano, y de petróleo pesado (excluyendo la producción del campo Rubiales) ahora representa el 33% y el 23% respectivamente de la producción total de petróleo y gas”, señala el informe financiero.

Precisamente, con la entrega del campo Rubiales a Ecopetrol el pasado 30 de junio y que le representaba, según Pacific E&P, poco menos del 35% de su producción, la petrolera canadiense encontró en los campos Quifa, Sabanero, Cajua, Río Ariari y CP06 su reemplazo los cuales tienen un potencial geológico de ser del mismo tamaño o mayor que el propio Rubiales.

El campo CP06 fue la última inversión de Pacific en los Llanos Orientales. Con la compra del otro 50% que estaba en manos de la compañía Talisman completa el control total del bloque, que tiene unas reservas probadas y probables (2P) de 38.000 millones de barriles de petróleo. Así mismo, tiene una producción de 1.239 barriles promedio diario, que ahora pasan a ser de la petrolera. La compra se hizo a través de Meta Petroleum.

En la actualidad Pacific E&P cuenta con poco más de 45 bloques en exploración y producción en Colombia. En 2015, la Compañía reportó una producción neta de 148.886 barriles de petróleo por día. Y en el mismo año las reservas probadas y probables (2P) netas después de regalías fueron equivalentes a 290,8 millones de barriles.

Entre los principales campos productores de crudo se encuentran Quifa, Guatiquía y Cubiro, localizados en la cuenca de los Llanos. Además, Pacific E&P opera uno de los campos de gas más importantes del país, La Creciente, ubicado en el departamento de Sucre.

Datos de la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros (Campetrol) estiman que Pacific E&P tiene cerca de 300 millones de barriles de reservas certificadas y se espera que aumenten a 500 millones. Por lo que la apuesta es por Quifa, Sabanero, CP06 y Cajua, que con las inversiones adecuadas buscan suplir la producción de Rubiales. Campetrol precisa que Pacific E&P tiene calculadas reservas entre los cuatro campos de 12.000 millones de barriles ‘insitu’, por lo que si a esto se le saca 50% de recobro, se tendrían 6.000 millones de barriles, que doblarían las reservas totales del país.

PANORAMA COMPLEJO

Pacific E&P fue notificada por la Supersociedades que no puede disponer de ninguno de los bienes vinculados a cuatro de sus empresas en Colombia, cuyo costo se acerca a los US\$ 50 millones. La petrolera solicitaba que dichos bienes fueran descongelados para pagar parte de las deudas en el país, que tienen sus filiales con Petrominerales Colombia, Meta Petroleum Corp, Pacific Exploration & Production Corp y Pacific Stratus, que tienen sus servicios con proveedores locales.



Así, estas filiales quedarían cobijadas en el proceso de reestructuración que también fue aprobado por la Superintendencia de Sociedades.

Fuente: PORTAFOLIO