

EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Agosto 28 de 2015

- **Dólar caro y dividendos llevan a la EEB a reducir sus ganancias 23%**
- **Optimiza Ecopetrol almacenamiento y transporte de combustibles**
- **Precio del crudo aún no da estocada a proyectos de 'fracking'**
- **Por falta de subsidios, aumentarían tarifas de energía**
- **La OPEP podría recuperar en 2016 la cuota de mercado perdida**



Dólar caro y dividendos llevan a la EEB a reducir sus ganancias 23%

http://www.larepublica.co/d%C3%B3lar-car-y-dividendos-llevan-la-eeb-reducir-sus-ganancias-23_293821

La devaluación del peso colombiano ante el dólar y los dividendos decretados en 2014 por compañías asociadas, hicieron que la utilidad neta de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) tuviera una reducción de 23% durante el primer semestre de este año.

La compañía, sin embargo, destacó que están obteniendo ganancias por \$492.511 millones debido “al buen resultado de los negocios de transporte y distribución de gas”. Precisamente, la EEB resaltó que los ingresos operacionales hayan crecido 56,1% en el negocio de distribución de gas natural en Perú. Esto se debió a que llegaron nuevos clientes que se conectaron en las compañías subsidiarias Cálidda y Contugas. Además, también hubo un aumento de la utilidad operacional en 47,6% en el negocio de transporte de gas natural en Colombia.

Ricardo Roa, presidente del grupo de Energía de Bogotá, destacó los resultados que se obtuvieron y aseguró que “están cumpliendo las metas de crecimiento e inversión proyectadas para 2015”.

Fuente: La República



Optimiza Ecopetrol almacenamiento y transporte de combustibles

<http://www.20minutos.com.mx/noticia/b317452/optimiza-ecopetrol-almacenamiento-y-transporte-de-combustibles/>

La estatal Empresa Colombiana de Petróleo (Ecopetrol) puso en marcha hoy la operación de dos nuevos tanques de almacenamiento de hidrocarburos en la caribeña terminal marítima de Coveñas, que implicó una inversión de 90.3 millones de dólares. Con estos dos tanques "se fortalecerá la capacidad de transporte y evacuación de crudos a través del principal puerto de exportación de petróleo del país", informó Ecopetrol. Señaló que los tanques tienen capacidad para almacenar 420 mil barriles cada uno y "se construyeron en desarrollo del proyecto de intervención del sistema de transporte de crudos entre la estación Ayacucho, en el (departamento del) Cesar, y el puerto de Coveñas, en Sucre".

Ecopetrol anunció que otros dos tanques, también de 420 mil barriles cada uno, entrarán en operación antes de finalizar el presente año, para optimizar la capacidad de transporte de la compañía. Con los cuatro tanques en funcionamiento, la capacidad de esa terminal se incrementará en un millón 240 mil barriles. "Para ubicar la nueva infraestructura fue necesario desmontar cuatro tanques construidos hace más de 60 años, con capacidad de 110 mil barriles cada uno", explicó la empresa estatal. Gracias a la nueva "infraestructura, la exportación de fuel oil dejó de hacerse por Cartagena y ahora se realiza por Coveñas, lo cual se traduce en la optimización de procesos y por ende, en mayores beneficios económicos", destacó. Con las adecuaciones en la terminal de Coveñas "desde marzo de 2015 se están exportando hasta dos embarques mensuales de fuel oil de baja viscosidad, de 400 mil barriles cada uno", resaltó Ecopetrol. Los destinos de este producto, "que representa el 12 por ciento de las exportaciones de Ecopetrol, son principalmente Singapur, Europa y Estados Unidos, donde es utilizado para la fabricación de combustible marino".

Fuente: 20 Minutos. México

EL TIEMPO

Precio del crudo aún no da estocada a proyectos de 'fracking'

<http://www.eltiempo.com/economia/indicadores/precio-del-petroleo-aun-no-da-estocada-a-proyectos-de-fracking/16293675>

Aunque ritmo de actividades es bajo, hay expectativa por saber cómo les irá a los que se arriesguen.

Si bien un país principiante en la exploración de los llamados hidrocarburos no convencionales, como Colombia, está más expuesto a que los proyectos que usan la estimulación hidráulica de rocas ('fracking') se posterguen por la reducción en los precios del crudo, la llama de esta frontera petrolera todavía está encendida, pero su brillo sí ha bajado.

Así lo demuestran los reportes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), los cuales señalan que, de las 24 áreas asignadas para petróleo convencional pero con potencial para gas o crudo no convencional (está más profundo), dos ya han sido objeto de interés de dos compañías.

Las compañías son Perenco Oil and Gas, petrolera domiciliada en Londres (Inglaterra) y que solicitó la suscripción de un contrato adicional para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales en el bloque Cerrero –ubicado en el Meta–, cuya operación para la parte convencional estaba a cargo de la brasileña Petrobras, antes de la venta de 11 bloques a la londinense en el 2013.

Asimismo, una petición en este sentido le hizo Ecopetrol a la ANH para los contratos De Mares y Playón, localizados en el departamento de Santander, región perteneciente a la cuenca del valle medio del Magdalena y una de las más promisorias, según los expertos, para los hidrocarburos no convencionales.

“Los procesos de evaluación de las condiciones de contratación se encuentran en curso y no se ha definido su viabilidad”, aclaró la ANH.

Pero el interés por estas dos áreas contrasta con lo que está viviendo la industria para los cinco bloques adjudicados en la subasta petrolera del 2012 y para el que se asignó en el proceso licitatorio del año pasado a la firma Parex Resources.

Si bien de los cinco contratos del 2012 Ecopetrol participa en tres con ExxonMobil y dos los tiene de forma individual, fuentes del sector culpan al petróleo barato de la pérdida de dinámica en los estudios geológicos y en el desarrollo de las iniciativas que hace unos años se contemplaron.

Un consultado, conocedor de la industria, señala que, en los contratos suscritos en las dos últimas subastas, las compañías van a un ritmo lento, aprovechando que el período de exploración es de seis años, para hacer los diferentes estudios.

En el caso de Ecopetrol, se pudo establecer que las iniciativas que contemplan el fracking están por ahora muy quietas, luego de que la junta directiva definiera que estos proyectos no son vitales dentro de la nueva estrategia corporativa de la empresa.

Y aunque para aliviar a las petroleras de sus compromisos la ANH abrió la posibilidad de que se puedan modificar los tiempos pactados y los lugares de perforación previstos, así como liberar recursos a través de la flexibilización de las garantías para explorar, en estos seis bloques la ejecución es normal “y no presentan ninguna modificación relacionada con su objeto”.

¿Quién se atreve?

Entre tanto, en los contratos ya asignados de petróleo convencional, los cuales tienen un potencial de no convencionales a mayor profundidad, ya se están perforando algunos pozos estratigráficos (de conocimiento) para saber si es factible suscribir un contrato nuevo con la ANH para buscar estos recursos.

Sin embargo, la fuente de la industria petrolera señaló que las compañías que aún mantienen el interés están con un proceso lento de revisar muy bien los costos y mirando la viabilidad para comprometerse en los contratos que podrían suscribir con la entidad.

Y es que si bien en este tipo de yacimientos la sísmica es menor porque ya se sabe dónde está la roca que genera el petróleo o el gas, el punto clave es estimular a través del 'fracking' para saber qué tanto puede haber, actividad cuyo desarrollo aún es incierto.

“Esto, especialmente, porque no conocen cuál es el potencial y es muy riesgoso para ellos asumir un compromiso, pues no se puede firmar un contrato para perforar unos pozos sin realmente tener claro lo que se va a encontrar”, dijo el consultado.

Por ahora, es un comienzo muy tibio o casi frío, por la expectativa que hay sobre los que se atrevan a entrar, ya que dependiendo de cómo les vaya se puede incentivar o desalentar la inversión. Es decir, quien se arriesgue abrirá o cerrará el camino.

Hacia final de año se produciría gas metano

La incursión de Colombia en la producción de hidrocarburos no convencionales se dará por cuenta de la minera norteamericana Drummond, que le apunta a que a final de año, dependiendo de los permisos ambientales, pueda comenzar a producir gas metano asociado al carbón en el campo Caporo, que ocupa 10.000 hectáreas en el contrato La Loma, suscrito con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

El presidente de Drummond, José Miguel Linares, le dijo a EL TIEMPO que ya se declaró la comercialidad del área y que en principio le apuntan a producir gas con destino al abastecimiento de la operación minera para extraer carbón en el departamento del Cesar.

De esta manera, la carbonera le apuesta a dejar de consumir alrededor de 13 millones de pies cúbicos de gas por día, que actualmente compra de los campos de La Guajira, cantidad que quedaría disponible para el resto del sistema, especialmente para la Costa Atlántica.

Linares explicó que la iniciativa se viene trabajando desde el año 2000 y que esta hace parte de una zona en la que no se ha explotado el carbón. Para ello, la idea es crear una malla de pozos que se encadenen para tener una producción de mayor envergadura, con la cual se podría realizar la venta de algún excedente al mercado local o para la exportación.

La empresa aspira a que hacia el mes de septiembre se expida la licencia ambiental (hace casi dos meses se entregó información adicional a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales), luego de lo cual se proyecta realizar la perforación de unos 80 pozos para desarrollar la producción en el campo.

El volumen de las reservas de gas solo se conocerá cuando se obtenga la licencia ambiental.

Fuente: El Tiempo

EL ESPECTADOR

Por falta de subsidios, aumentarían tarifas de energía

<http://www.elespectador.com/noticias/economia/falta-de-subsidios-aumentarian-tarifas-de-energia-articulo-582075>

El sector de las generadoras de energía manifestó una preocupación por el déficit en el monto de los subsidios que el Gobierno asigna anualmente para la prestación del servicio de energía.

Resulta que, dependiendo del estrato, los usuarios del país reciben una contribución del Estado que determina qué tan barato o costoso es el servicio.

En el caso del estrato uno, por ejemplo, una familia paga solamente el 40% del costo unitario, es decir, la suma de los costos de operación de los agregados que intervienen la generación de energía.

Según el director de la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía (Asocodis), José Manzur, el presupuesto definido para este subsidio presenta un déficit de cerca de \$400 mil millones. En los próximos meses el Ejecutivo tendrá que definir si apropia o no estos recursos.

De no hacerlo, una de las consecuencias, además de la limitación del flujo de caja y la sostenibilidad del sector eléctrico, es que la situación amenazaría el flujo de energía de más de 40 millones de colombianos o haría aumentar las tarifas para los usuarios. “Cualquier demora de la Nación en el pago (de los subsidios) pone en peligro la sostenibilidad de las empresas y eso tendría impactos tarifarios”, advirtió. Asimismo, señaló que las entidades oficiales tienen deudas con sus agremiados por más de \$380 mil millones. El problema es que en algunos casos, como el de los hospitales, ese servicio no puede ser restringido, por obvias razones.

Entre tanto, tras las críticas que han recaído sobre las generadoras por los supuestos altos costos de la energía, las agremiaciones presentaron un estudio para demostrar que los costos del insumo están en niveles que representan la realidad económica del país.

Según el informe –realizado entre Andeg, Acolgen, Asocodis y Andesco, los gremios más importantes del sector–, Colombia, entre 21 países, está en media tabla en el precio de la electricidad industrial al consumidor final. En los niveles de tensión a los que se distribuye

el insumo para la industria (N3-N4), entre 2012 y 2015 un empresario debe pagar US\$11,6 centavos y US\$10 centavos, respectivamente. Es decir, una tarifa inferior a la que paga un empresario en México y aunque es más alta que la de países como Chile, Brasil y Perú, allí los subsidios marcan la diferencia.

Fuente: El Espectador



La OPEP podría recuperar en 2016 la cuota de mercado perdida

<http://www.energia16.com/actualidad/energia-16-precios-del-petroleo-hoy-precio-brent-precio-wti-y-noticias-sobre-cotizacion-del-petroleo-e16/la-ojep-confia-en-2016-para-ampliar-su-cuota-de-mercado>

La lucha de la Organización de Países Exportadores de Petróleo para arrebatar cuota de mercado a sus rivales podría verse a día de hoy, con unos precios del petróleo por debajo de los 50 dólares el barril, como un fracaso. Pero, otra imagen muy distinta podría darse en 2016.

El próximo año se espera que los suministros procedentes de los países no miembros de la OPEP comiencen a contraerse, lo que pasaría por primera vez de 2008, dejando de bombear hasta 200.000 barriles al día, según la Agencia Internacional de la Energía, (IEA por sus siglas en inglés). Este hecho, sumado al crecimiento del consumo en 1,4 millones de barriles al día, podría ser aprovechado por Arabia Saudí y sus socios para ampliar su cuota de mercado.

“Declarar su política de fracaso es un gran salto”, explica Greg Sharenow, vicepresidente ejecutivo de Pacific Investment Management. “No creo que se deba analizar el plan saudí y de la OPEP con la vista puesta en seis o 12 meses. En el largo plazo, lo que se va a ver es una menor oferta fuera de la OPEP, una mayor demanda y una mayor participación en el mercado para ellos”, continúa.

La OPEP decidió en noviembre de 2014 separarse de su tradicional política de ajustar la oferta para administrar los precios, anunciando que mantendría la producción para defender su posición en el mercado. El colapso de los precios del crudo han puesto a prueba esa decisión, ya que desde entonces han caído más de un 45 por ciento debido al exceso de oferta a nivel global.

La cuota de mercado de la OPEP se redujo en 2014 a su nivel más bajo en la última década como consecuencia de la creciente producción de los pozos de esquisto de Estados Unidos. Sin embargo, la fuerte caída del Brent podría resultar beneficioso para el grupo de 12 miembros dado el mayor coste de producción que soportan sus competidores.

“El peor momento para la estrategia de Arabia Saudí fue cuando los precios subieron a 60 dólares el barril, y parecía que se iban a quedar allí, debido a que el resto de productos podrían aprender a vivir con ese nivel de precios”, indicó Paul Horsnell, jefe de investigación de materias primas de Standard Chartered. “Para que la estrategia funcione, necesita una corrección a la baja aún mayor en los precios”.

Muchas compañías de shale de Estados Unidos cuentan con unas abultadas deudas que permitieron el auge de la industria. Los pagos de intereses de la deuda de 235.000 millones que ha calculado Bloomberg que tienen que hacer frente en el corto plazo, llevará a la desaparición de algunas empresas mientras que otros operadores encontrar la forma de reducir costes y aumentar la eficiencia. De hecho, los productores de Bakken, EEUU, podrían resistir un precio de 30 dólares el barril. Sin embargo, cuanto más tiempo sigan bajas las cotizaciones del crudo, mayor será la presión para los productores de esquisto.

La Administración de Información de Energía de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés), en su último informe mensual, ya ha pronosticado una caída de la producción de shale gas en septiembre.

Sin embargo, esta estrategia no beneficia a todos los países de la OPEP. Irán ya ha mostrado su interés en que haya una reunión extraordinaria de la OPEP para tratar el tema de los precios. Argelia, Libia, Irak, Nigeria y Venezuela (que apuesta por sumar a Rusia a la reunión) también son de la misma opinión. Sin embargo, responsables de Irak y de la propia OPEP ya han negado que esa reunión se vaya a producir.

Arabia Saudí no es inmune a las consecuencias de la caída de los precios del petróleo. El Gobierno del reino árabe está tratando de recortar su presupuesto en miles de millones para el próximo año, después de que su déficit alcanzó su mayor nivel desde 1987. Sin embargo, para el país y para otros grandes productores, la alternativa, es decir, recortar la producción, podría tener peores consecuencias: ceder cuota de mercado y la pérdida de ingresos a largo plazo, mientras que el apoyo a los precios resultante estimularía la producción de esquisto de EEUU, inflando el excedente de oferta, igualmente, según Societé Generale.

“Se trata de un juego de año, no de meses”, indicó Mike Wittner, jefe de investigación de petróleo de Societé Generale. “Solo tienen que ser pacientes”.

Fuente: Energía 16. España