

EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Abril 30 de 2015

- **Simplificar procesos es un reto: Antonio Celia**
- **ISA crece 8,4% en la utilidad neta al cierre del primer trimestre**
- **La joya de Ecopetrol**
- **‘En el 2023 se deberá importar gas por el Pacífico’: Upme**
- **Fusión de oleoductos**
- **Barril toca máximo de cinco meses ante debilidad del dólar**

EL HERALDO

Simplificar procesos es un reto: Antonio Celia

<http://elheraldo.co/economia/simplificar-procesos-es-un-reto-antonio-celia-193217>

Abril 29 de 2015

El presidente de Promigas hizo un llamado al Gobierno.

El presidente de Promigas, Antonio Celia Martínez-Aparicio hizo un llamado al Gobierno nacional sobre los retos del sector del gas en el país y aseguró que uno de ellos es la simplificación de los procesos de expedición de licencias y de la normatividad para hacer más ágil la implementación de los proyectos que se requieren.

“En estos trámites tenemos que lidiar con entes locales, regionales, transversales y creo que esto se debe revisar”, dijo Celia refiriéndose a la necesidad de simplificar trámites. Destacó que ya el Gobierno nacional viene trabajando en este frente.

Puso como ejemplo de la complejidad que afronta el sector es el tamaño de las resoluciones las cuales se vuelven demasiado extensas.

Celia dijo que el sector necesita un mecanismo más expedito en el tema de las licencias ambientales y citó el caso de los gasoductos ya que en la mayoría de los casos los impactos ambientales son iguales por lo que se podrían replicar.

Fuente: El Heraldo

EL TIEMPO

ISA crece 8,4% en la utilidad neta al cierre del primer trimestre

<http://www.eltiempo.com/economia/sectores/isa-crecimiento-en-utilidad-neta/15656455>

Abril 29 de 2015

Ingresos operacionales consolidados fueron de \$1.157.089 millones.

En el primer trimestre de 2015, ISA presentó un crecimiento de la utilidad neta de 8,4 por ciento frente al mismo período de 2014.

El positivo balance lo atribuyen al efecto de factores como los mayores resultados en Chile por las obras de construcción en terceras pistas y los mayores rendimientos de la cuenta por cobrar de las concesiones, la entrada en operación de nuevos proyectos en Perú y mayores ingresos en Colombia por las convocatorias Upme (Unidad de Planeación Minero Energética).

El resultado también recoge el efecto negativo por la aplicación de la última reforma tributaria en Colombia y Chile.

En el periodo enero-marzo de 2015, los ingresos operacionales ascendieron a \$1.157.089 millones con un incremento de 21,6 por ciento con respecto al mismo período de 2014. La variación se debe principalmente a los mayores ingresos de construcción en Perú y Chile, a la entrada en operación de proyectos en Perú y Colombia, a mayores ingresos operacionales en Brasil y Chile, mayores ingresos por mayor TRM en Colombia y a un mayor Igpm (Índice General de Precios de Mercado) / Ipca (Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio) en Brasil.

Los costos y gastos operativos acumulados a marzo de 2015 aumentaron 24,2 por ciento con relación al primer trimestre de 2014, pasando de \$536.819 millones a \$666.859 millones.

Como resultado de los efectos mencionados anteriormente, ISA obtuvo en el primer trimestre una utilidad operacional de \$515.978 millones, 16,7 por ciento por encima de lo presentado en el primer trimestre de 2014. Los mejores resultados del trimestre se deben al resultado neto de mayores ingresos y mayores gastos operativos como se describió anteriormente. Así entonces, el margen operacional alcanzó 44,6 por ciento, comparado con 46,5 por ciento del año anterior.

Fuente: El Tiempo

Dinero

La joya de Ecopetrol

<http://www.dinero.com/edicion-impresa/negocios/articulo/estrategia-ecopetrol-cenit/208055>

Abril 30 de 2015

Cenit es uno de los activos clave de la industria petrolera colombiana. Con un precio que podría superar los US\$10.000 millones, se convierte en la joya de la corona de Ecopetrol. ¿Cuál es la estrategia para su futuro?

Con apenas tres años de vida, Cenit, la filial de transporte de hidrocarburos de Ecopetrol, ya está empezando a tomar cara de gigante. El año pasado las ventas de la compañía alcanzaron los \$3 billones y sus indicadores empezaron a mostrar las bondades de la decisión estratégica más importante que haya adoptado Ecopetrol en los últimos años: escindir en Cenit todos sus activos y participaciones en el negocio del transporte.

El vicepresidente de Operaciones de Ecopetrol, Camilo Marulanda, y quien se encargó de estructurar esa movida y fue el primer presidente de Cenit, señala que la compañía va por muy buen camino, gracias a la mayor eficiencia, lo que ha generado un crecimiento importante de la rentabilidad.

Según Marulanda, los estándares que establecía Ecopetrol para la administración de estos activos implicaban mayores costos y golpeaban claramente la productividad de la firma, porque, por ejemplo, las políticas de seguridad industrial tenían los estándares de refinación y no de transporte. Con el antiguo sistema, en el que el transporte era apenas una unidad de costos de Ecopetrol, se generaban muchas ineficiencias.

Pero la estrategia cambió y los resultados ya se empezaron a notar. Cenit fue en el último trimestre del año pasado la segunda compañía subordinada de Ecopetrol que más utilidades le dejó, con un monto total de \$370.000 millones. Según Marulanda, el margen Ebitda viene creciendo fuerte y pasó en los últimos años de 8% a 45%.

Desde la otra perspectiva del balance, la escisión de Cenit sinceró las cuentas de Ecopetrol, pues ahora la petrolera tiene unos mayores costos de transporte, que compensa con los mayores ingresos que genera Cenit.

Ajustar o ajustar

Los buenos resultados se explican también por las medidas de ajuste que han sido implementadas. Por esta vía se mejoró la estructura de costos reduciendo el valor de los contratos y disminuyendo personal.

Uno de los factores que ha ayudado al balance es que la tarifa de los oleoductos se liquida en dólares; así, la devaluación reciente del peso ha contribuido a mejorar el balance de la

compañía.

A pesar del buen panorama, Cenit es una compañía cuyo comportamiento depende de la industria para la que trabaja; esto es, la petrolera. Como no han sido buenos tiempos, los desafíos son enormes.

En primera instancia la apuesta es que la firma termine pronto los proyectos en los que avanza y que exijan enormes inversiones. Una vez concluidos, esto le dará una posición más robusta para ofrecer mayores niveles de capacidad transportadora.

En este frente hay tres grandes obras que deberían estar concluidas pronto. La primera es el proyecto Orensa 135. La meta es que el oleoducto pase de una capacidad de transporte de 615.000 a 750.000 barriles por día, antes de junio de 2016. La inversión en este proyecto es de cerca de US\$800 millones. En Orensa, Cenit cuenta con 75% de la participación accionaria.

Los otros dos proyectos son, primero, Magdalena 100, que es completamente de Cenit y que exige inversiones por US\$300 millones. Se trata de la línea que sale del centro del país a Coveñas, que va a pasar de una capacidad de 60.000 a 100.000 barriles por día. Segundo, el tramo San Fernando-Monterrey, que transporta los crudos de Chichimene y Castilla. Se busca pasar de 340.000 a 450.000 barriles día. Las inversiones son por US\$800 millones.

Todos estos proyectos fortalecerán la posición de Cenit en el negocio del transporte de crudo, negocio que ha venido presentando un ajuste a causa de la crisis en el sector petrolero. Por ejemplo, recientemente un grupo de cuatro empresas, entre las que se encuentran Talisman, Total, Cepcolsa y Petrominerales, vendieron 25% del total de la participación accionaria de Orensa al fondo estadounidense Advent. Por su lado, Pacific Rubiales vendió parte de su participación accionaria en el Oleoducto de los Llanos y en el Oleoducto Bicentenario a la IFC.

En medio de todas estas movidas, la consolidación de Cenit se convierte en una gran noticia para la empresa más grande de Colombia.

¿Y el futuro?

Ni las directivas de la compañía, ni el Gobierno ni los miembros de la junta directiva de Ecopetrol se atreven todavía a hacer algún diagnóstico sobre el futuro de la firma. Sin embargo, es claro que la estatal petrolera cuenta en Cenit con un activo valiosísimo. Con un Ebitda superior a los US\$1.300 millones, no es descabellado pensar que la compañía podría valer cerca de US\$10.000 millones.

Así las cosas, si el panorama para Ecopetrol se sigue complicando y necesita apalancar sus inversiones para fortalecerse en lo que sería su eje estratégico en exploración y

explotación de crudo y refinación –como lo advirtió el nuevo presidente Juan Carlos Echeverry en varias entrevistas en los últimos días–, Cenit podría convertirse en una posible fuente de financiación para la compañía.

Varios escenarios se han planteado para el futuro de Cenit: desde la búsqueda de un socio estratégico hasta una eventual salida a Bolsa. Aunque es claro que las directivas de Ecopetrol no están viendo ese panorama ahora mismo, pues Cenit está en proceso de consolidación, señales como el nombramiento de Michel Janna en la vicepresidencia financiera (venía del Ministerio de Hacienda) han despertado especulaciones.

Los temas clave para el futuro próximo de la compañía son dos: primero, la definición de un nuevo esquema tarifario por parte del Gobierno para los oleoductos y poliductos. En este tema deben trabajar tanto el Ministerio de Minas como la Comisión de Regulación en Energía y Gas (Creg). El asunto toca el nervio del balance de la compañía y por eso hay mucha expectativa en cuanto a las definiciones por parte del Gobierno.

El otro asunto es la situación general de la industria, pero especialmente los volúmenes de producción en Colombia. Actualmente el país viene sacando cerca del millón de barriles por día. La compañía se ha preparado para enfrentar una mayor producción. Sin embargo, el dilema es el mismo de toda la industria petrolera colombiana: ¿habrá algún nuevo hallazgo que permita superar la incertidumbre?

Cenit está consolidando sus actividades y su balance. Por los primeros resultados queda en evidencia que la decisión de escindir los activos de transporte de Ecopetrol fue una buena salida. Sin embargo, tanto los temas regulatorios como los volúmenes de producción de crudo siguen abriendo enormes incertidumbres sobre la que ya es una de las joyas de la corona del mundo empresarial colombiano.

Fuente: Dinero

Portafolio

‘En el 2023 se deberá importar gas por el Pacífico’:

Upme

<http://www.portafolio.co/economia/upme-importacion-gas>

Abril 30 de 2015

El director de la Unidad de Planeación Minero Energética explica las proyecciones de la entidad en materia de gas natural para Colombia. Pronostica un déficit para dentro de ocho años.

En medio de la realización del XVIII Congreso de Naturgas cayó como anillo al dedo la publicación del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética, Upme.

El presidente de la entidad, Jorge Alberto Valencia Marín, explicó cuáles son los pronósticos con relación al suministro de este hidrocarburo en el país.

Señala, entre otras cosas, que el déficit que se proyectaba para el 2017 logró aplazarse gracias a la puesta en marcha de la planta de regasificación del Caribe, prevista para el año entrante. Pero los bajos hallazgos y el acelerado crecimiento de la demanda llevarán a que en el 2023 haya escasez del recurso, a menos que se haga una nueva planta para importarlo, esta vez sobre la costa Pacífica.

Incluso, en el documento de la Upme se recomienda tener lista esta infraestructura en el 2021, teniendo en cuenta que se necesitarán unas obras de ingeniería para transportar ese gas a los centros de consumo y, en Colombia, particularmente, este proceso toma tiempo.

Valencia explicó para Portafolio y ‘en cristiano’ los resultados del documento técnico.

Ustedes ya tenían prevista la caída de las reservas en el país, pero ¿cuáles son las recomendaciones para evitar que esa falta de gas no afecte a los consumidores? El plan que nosotros presentamos muestra la realidad de lo que se tiene con certeza hoy en el país: la declinación de algunos pozos, la declaración de producción, las reservas probables y probadas con las que se cuenta y la puesta en marcha de la planta de regasificación en el norte. Además de esto, la infraestructura de transporte de gas. Con estos datos se establece cuándo puede haber un déficit y se proponen obras alternativas.

Es decir, suponiendo que no se encuentre gas... ¿lo que pueda pasar en las exploraciones en el Caribe, no se tiene en cuenta?

Es en el supuesto de que Orca (pozo exploratorio con alta expectativa) no produzca ni un millón de BTU, el escenario más ácido para el país.

¿Cuándo se empezaría a ver el déficit entonces?

Contando con que la planta (de regasificación) empieza en el 2017, el déficit se aplazaría hasta el 2023. Ahí habría una nueva necesidad de importación de gas y por eso se propone una nueva planta, pero esta vez en el Pacífico, para aprovechar mucho mejor la infraestructura de transporte de gas.

En el Congreso de Naturgas hubo críticas al plan de importación dado el alto costo del recurso que viene de afuera ¿Por qué se deben implementar estas plantas?

Los productores no están declarando más producción de la que nosotros contabilizamos en nuestro balance. Entonces, con esa cifra, al país no puede sentarse a esperar a ver qué puede pasar, porque las plantas de regasificación no se construyen de un momento a otro, estamos hablando de 4 o 5 años.

A esto hay que ligarle que, en caso del Pacífico, tocaría hacer unas inversiones para ampliar la infraestructura de transporte existente.

Definido entonces que se va a necesitar la planta en el 2023, ¿la pelota queda en manos de la Creg para que defina cómo hacer el proyecto?

Se tienen que dar los elementos regulatorios, desde el punto de vista de cómo se podría declarar comercialmente ese gas en Colombia. Seguramente la regulación tendrá que tener esos ajustes no solamente para la planta del Pacífico, sino incluso para los excedentes que estarían quedando en la planta de Cartagena.

Las refinerías y su demanda de gas también fueron incorporadas en el documento, ¿qué tanto van a impactar estos proyectos?

Están consideradas las dos refinerías: Cartagena, que entra a operar este año, y Barrancabermeja que entraría en el 2021. También está considerado un proyecto bien grande de Ecopetrol, de incrementar su autogeneración con base en el gas en diferentes zonas del país. Son como los tres hitos de crecimiento de demanda.

El otro tema que también ha causado algo de polémica es el de los costos y de los precios del gas. Aclaremos algo, ¿en el informe ustedes hablan de costos en boca de pozo, o de tarifas?

Básicamente lo que hacemos son proyecciones de producción, nosotros no podemos hacer informes de tarifas. Puede que lo de producción tenga un impacto, pero también sucede que hay unos esquemas de contratación que puedan hacer que los precios no incrementen considerablemente para el usuario final. Pero nosotros no miramos ni precios de transporte ni al usuario final.

Pero para transporte sí proyectan que se van a necesitar unas inversiones muy altas... Sí, claro, pero no el impacto exacto que puede tener en las tarifas, porque eso depende de la demanda que hace que esto se consolide, de la distancia de la que se transporte, es algo que no podemos prever de antemano porque de por medio está todo el tema comercial, dependiendo de donde estén comprando las empresas el gas.

¿Cuáles son los cuellos de botella urgentes que hay que solucionar en materia de transporte?

Los tramos más importantes en el corto plazo son hacia el suroccidente, de Ibagué al Huila, y de Barrancabermeja hasta Mariquita nos toca ampliar los gasoductos. Lo mismo con los gasoductos que vienen de Cusiana hacia el centro del país, esos requieren un incremento de capacidad en el corto plazo.

Si el otro año se declarara la 'comercialidad' de algún proyecto costa afuera, ¿Cambiaría todo el escenario?

Hay que hacer una claridad: los descubrimientos se pueden realizar el próximo año, lo que pasa es que desde el momento del descubrimiento, hasta la puesta en producción de un proyecto, se puede tomar cinco o seis años. Me explico, puede que Orca diga hoy que

tiene gas, pero saber si existe en las cantidades que se cree que hay, tomaría entre cinco y seis años, lo que tarda perforar los otros pozos adicionales para delimitar el tamaño del hallazgo.

Así que, no podemos contar con el gas de Orca en este momento, por eso es que se necesita la planta (del Caribe) desde el 2017 y esa es la razón por la cual el país tiene que ser responsable (planear con la información que se tiene) y no ponerse a soñar.

Fuente: Portafolio

Dinero

Fusión de oleoductos

<http://www.dinero.com/pais/articulo/fusion-del-oleoducto-bicentenario-llanos/208241>

Abril 30 de 2015

Dos de los más grandes oleoductos del país entrarán en un proceso de fusión administrativa que busca ahorrar unos \$30.000 millones al año.

Se trata del Oleoducto de los Llanos (ODL) y el Oleoducto Bicentenario (OBC), que pasarán a tener una única gerencia, aunque ambas empresas seguirán funcionando completamente independientes. La decisión forma parte de plan de ajuste que ha sido necesario implementar por parte de las compañías petroleras para ahorrar costos, como medida para paliar la caída en los precios del crudo.

El ODL es propiedad de Ecopetrol y Pacific Rubiales Energy, las dos más grandes compañías petroleras del país. Por su parte, en el OBC, Ecopetrol y Pacific tienen el 99% de la firma, mientras que Vetra y Canacol, el otro 1%. Esta misma estructura accionaria se mantendrá, aunque las compañías tendrán una única gerencia.

El nuevo gerente de las dos compañías será Nelson Moyano quien hasta el momento se venía desempeñando como gerente general del Oleoducto de los Llanos. Mientras que Fernando Gutiérrez, actual gerente del Oleoducto Bicentenario, saldrá de la estructura organizacional.

El ODL es el oleoducto que saca la mayor parte de los crudos de los llanos colombianos y se extiende desde el campo Rubiales, hasta el campo Cusiana, desde donde los hidrocarburos son despachados hacia la costa caribe colombiana. Este oleoducto tiene capacidad para transportar 320.000 barriles diarios. Actualmente está transportando cerca de 250.000 barriles diarios. El año pasado esta firma dejó utilidades por \$54.000 millones, según el más reciente informe de Ecopetrol.

De otra parte, el Oleoducto Bicentenario, entró en operación desde octubre de 2013 y saca crudos desde el oriente del país hacia la costa de Coveñas.

Fuente: Dinero



Barril toca máximo de cinco meses ante debilidad del dólar

http://www.larepublica.co/barril-toca-m%C3%A1ximo-de-cinco-meses-ante-debilidad-del-d%C3%B3lar_250421

Abril 30 de 2015

Londres_ Los precios del crudo en Estados Unidos llegaron a un máximo de cinco meses el jueves frente a la debilidad del dólar, que caía a su nivel más bajo desde febrero, y ante evidencias de un reajuste gradual del mercado doméstico estadounidense.

El dólar caía a un mínimo de dos meses contra una canasta de divisas ante la subida del euro y del yen, lo que hace que el crudo sea menos caro para los tenedores de otras monedas.

"El dólar ha sido el gran factor", dijo Bjarne Schieldrop, analista jefe de materias primas de SEB, en Oslo.

"El índice dólar cayó bajo su promedio móvil de 60 días el lunes esta semana por primera vez desde julio y sólo está a 1,1% de caer bajo su promedio móvil de 120 días", agregó.

El crudo en Estados Unidos llegó a un máximo de US\$59,40 por barril, su nivel más alto desde el 12 de diciembre y a las 1035 GMT cotizaba cerca de los US\$59.

El Brent se mantenía estable en US\$65,84 por barril.

El petróleo era apoyado también por un reporte que mostró que los inventarios de crudo en el centro de distribución estadounidense de Cushing, Oklahoma cayeron por primera vez en cinco meses.

Los inventarios de petróleo en Estados Unidos han subido sostenidamente por meses, pero han empezado a estabilizarse en las últimas semanas. La producción doméstica ha cedido y la demanda de las refinerías ha repuntado, lo que ayuda a equilibrar al mercado.

Un sondeo mensual de Reuters entre 32 analistas proyectó que el Brent promediará US\$60 por barril en 2015, 80 centavos más que en la estimación del mes pasado.

Analistas afirman que los precios van a seguir presionados por la amplia oferta global y por la posibilidad de que al mercado llegue más volumen desde Irán si las sanciones contra el país se levantan a mediados de año.

Fuente: La República