

EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Noviembre 06 de 2014

- **Financiación de servicios petroleros en Colombia**
 - **5 firmas beneficiadas por la caída en los petroprecios**
 - **Transportadora de Gas Internacional aprobó pago anticipado de dividendos**
 - **Cara a cara de sindicatos petroleros por soberanía de Campo Rubiales**
 - **¿Qué está en juego con la caída de los precios del petróleo?**
 - **Pacific propone a Ecopetrol nuevo contrato en campo Rubiales que vaya más allá de 2016**
-

Dinero

Financiación de servicios petroleros en Colombia

<http://www.dinero.com/empresas/articulo/financiamiento-para-sector-servicios-petroleros-colombia/202870>

Desde hace varios años hay un nuevo dinamismo en la industria de petróleo y gas en Colombia, las perspectivas son favorables y el contexto es de fuerte expansión.

En la última década, el país se ha posicionado dentro de los destinos principales de inversión en petróleo y gas en Latinoamérica. Esta inyección de capital ha convertido a Colombia en el cuarto productor de petróleo de la región pese a ser el sexto en cuanto a reservas, impulsado por incrementos significativos en los niveles de producción y cantidad de equipos de perforación – se espera que en 2020 Colombia duplique su producción actual de alrededor de un millón de barriles diarios.

First Corporate Finance Advisors S.A. aliado de la firma colombiana de contadores públicos, Amézquita & Cía. afirmó que “la recuperación del sector se está dando en un entorno macroeconómico regional complejo – el abrupto crecimiento de la producción, el rol promotor de Ecopetrol y el atractivo y estable ambiente de negocios local han sido componentes clave. Lo que indica que si se trabaja sobre factores como el fomento del crédito a largo plazo y mejoría en términos de seguridad, la industria tiene el potencial para despegar”

El aumento en el nivel de actividad, focalizado en la exploración y producción, ha generado un efecto derrame a lo largo de toda la cadena de valor. Las firmas de servicios petroleros han mostrado un incremento abrupto en la demanda de sus productos y servicios.

La reactivación del mercado ha generado que estas compañías (en su mayoría Pymes) requieran de inversiones para aumentar su capital de trabajo y para la compra de equipos.

Sin embargo, existe un conocimiento limitado respecto a los productos financieros disponibles en el mercado, lo que dificulta que estas empresas accedan a financiamiento productivo a largo plazo, bajo condiciones más competitivas a las ofrecidas por el sector bancario.

Ante esta situación, el mercado de capitales se presenta como una alternativa válida para acceder a estructuras de financiamiento acordes a la problemática actual.

Es importante destacar que el mercado de capitales tiene el potencial para acompañar a sectores claves en la recuperación económica colombiana, potenciando sus posibilidades (así lo ha sido en varios países de América Latina y el mundo).

Si bien el sector de exploración y explotación depende en buena medida de la inversión extranjera dada la cantidad de recursos financieros necesarios (por ejemplo el plan estratégico 2011-2020 de Ecopetrol requiere de una inversión de US\$80.000 millones), este no es el caso del sector de servicios petroleros donde existen recursos financieros locales suficientes como para soportarlo.

Una opción que se puede adaptar a las necesidades de las firmas de servicios petroleros son los fideicomisos (instrumento financiero que permite aislar un activo para ofrecer certificados de participación y obtener inversiones como contraprestación; utilizado principalmente para estructurar titularizaciones) a través de la cesión de contratos y facturas.

Para esto, el sector cuenta con dos ventajas importantes: i) los clientes por lo general son compañías de primera línea; ii) los contratos y tarifas están vinculadas al dólar. Ambos conceptos son muy atractivos para los inversores.

Los grandes productores también deben acompañar el crecimiento de la cadena de valor. Más del 75% de la producción de petróleo y gas en Colombia está concentrada en cinco productores, por lo que la influencia de estas empresas sobre el mercado es importante. La relación entre los productores y las firmas de servicio debe evolucionar hacia asociaciones estratégicas. Esto implica que los grupos productores no solo deben buscar readaptar sus políticas de contratación, sino también otorgar contratos de servicio a largo plazo.

De este modo las firmas de servicios tendrán mayor estabilidad en su flujo de negocios y podrán apalancar su crecimiento en el mercado financiero – un contrato de servicios a cinco años da mayor flexibilidad para financiarse en el mercado de capitales.

Fuente: Dinero

5 firmas beneficiadas por la caída en los petroprecios

<http://www.cnnexpansion.com/economia/2014/11/04/5-acciones-energeticas-que-conviene-comprar>

El descenso en el precio del energético mejora el rendimiento de las acciones de varias empresas; los títulos de Chevron, Royal Dutch y AmeriGas son una oportunidad de compra, dicen analistas.

La caída en los precios del petróleo ha dado motivos de alegría a los viajeros de caminos. Pero es otra historia para los inversores en acciones de energía.

A medida que el mercado de valores en general está alcanzando máximos históricos, el sector de energía del S&P 500 está languideciendo; con una baja de 3% este año. Es el único grupo en números rojos en 2014.

El aspecto positivo es que algunas de las acciones son ahora baratas y muchas de ellas también arrojan grandes dividendos, lo cual crea una oportunidad de compra.

Estas son cinco acciones de energía que Morningstar cree que vale explorar tentativamente debido a la creciente debilidad de la industria.

1. Chevron

Dividendo anual: 4.28 dólares

Rendimiento en 2014: -5%

Chevron es la segunda mayor empresa de energía de Estados Unidos detrás de Exxon Mobil, y Morningstar cree que sus dividendos son propensos a crecer a pesar [de la reciente caída en los precios del petróleo](#).

“Ellos pudieron seguir pagando, e incluso aumentaron sus dividendos durante la última desaceleración en los precios del petróleo durante la Gran Recesión”, dijo Josh Peters, director de estrategia de renta variable de Morningstar, en un informe reciente.

Chevron ha incrementado la producción a través de una serie de proyectos de desarrollo en todo el mundo, incluso en Australia, Bangladesh y en las aguas profundas del Golfo de México. La empresa también está impulsando la producción de esquisto en la cuenca del Pérmico en Texas y en Nuevo México.

Chevron es una “empresa muy bien gestionada con una buena historia de producción-crecimiento que se iniciará aquí en un año o dos y se extenderá tal vez cinco años o más”, dijo Peters.

La semana pasada, Chevron reportó un salto en las ganancias del tercer trimestre a medida que su negocio de refinación de petróleo ayudó a compensar un entorno de precios más bajos. A pesar de ese ritmo de ingresos, las acciones de Chevron han bajado 5% este año y 12% desde sus máximos de 2014.

2. Royal Dutch Shell

Dividendo anual: 94 centavos de dólar

Rendimiento en 2014: -1%

Piensa en Royal Dutch Shell como un fijador-superior: tiene potencial pero necesita trabajo y una nueva administración podría llevar a la empresa hacia allá.

“Tienes una historia de reestructuración que está sucediendo aquí después de un periodo bastante prolongado de mala gestión”, dijo Peters.

La nueva gestión está dirigida por Ben van Beurden, quien se convirtió en presidente ejecutivo a inicios del año. La semana pasada, Shell designó al ejecutivo de Bank of America y DuPont Charles Holliday como residente entrante del Consejo.

3. Magellan Midstream Partners

Dividendo anual: 2.67 dólares

Rendimiento en 2014: + 31%

A diferencia de muchas compañías de energía, la reciente caída de los precios del petróleo no está provocando que los ejecutivos de Magellan Midstream Partners pierdan el sueño. Eso es debido a que la empresa, que posee la línea más larga del sistema de productos petroleros refinados en Estados Unidos, gana dinero por la cantidad de producto que transporta. Los precios tambaleantes de hecho pueden ayudar si los precios de la gasolina a 3 dólares provocan que las empresas estadounidenses y los consumidores impulsen el consumo, dijo Peters.

Las acciones de Magellan se han disparado 31% en lo que va del año, convirtiéndola en una de las acciones energéticas con mejor desempeño del S&P 500. Sin embargo, Magellan cayó fuertemente durante el susto bursátil de octubre y se ubica 5% por debajo de sus máximos de 52 semanas.

4. Spectra Energy Partners

Dividendo anual: 2.27 dólares

Rendimiento en 2014: +20%

El gran temor en el sector de la energía es que si los precios del petróleo se mantienen bajos durante años, los grandes productores podrían retirar sus inversiones. Eso sería una señal de alerta para las acciones de exploración petrolera.

Es por eso que Peters dijo que prefiere a empresas como Duke Energy Partners, que tiene una red de 5,150 kilómetros de tuberías que son utilizadas para transportar gas natural a los mercados de alta demanda.

5. AmeriGas Partners

Dividendo anual: 3.52 dólares

Rendimiento en 2014: +4.5%

Con cerca de dos millones de clientes, AmeriGas Partner es el mayor vendedor de propano al menudeo en Estados Unidos.

Vende el propano que los estadounidenses utilizan todos los días para calentar sus hogares, cocinar, mantener sus piscinas cálidas y usar en asadores.

Peters dijo que los resultados de AmeriGas tienden a dejarse llevar más por el efecto del clima en las facturas de calefacción que [por la turbulencia en los mercados del petróleo y el gas natural](#).

Fuente: CNNExpansión. New York

bluradio.com

Transportadora de Gas Internacional aprobó pago anticipado de dividendos

<http://www.bluradio.com/81629/transportadora-de-gas-internacional-aprobo-pago-anticipado-de-dividendos>

La Transportadora de Gas Internacional (TGI) entregará un poco más de medio billón de pesos a sus accionistas el próximo 18 de noviembre; gracias a las utilidades alcanzadas entre enero y agosto de este año y a la liberación de una reserva ocasional de la compañía.

Se trata de 516.532 millones de pesos correspondientes a un dividendo por acción de \$3.299,50, el cual, frente al valor intrínseco, representa el 16.5%.

Cabe recordar que la Empresa de Energía de Bogotá es la mayor accionista de TGI con una participación del 99,97%, por lo que prácticamente será la receptora de todos estos recursos.

El Presidente de TGI, David Riaño Alarcón, señaló que “esta decisión refleja excelentes resultados operativos y financieros logrados en los últimos años y el compromiso de la empresa con la EEB, su principal accionista, y con el Distrito Capital de Bogotá”.

Fuente: Blu Radio

Dinero

Aprobarían mezcla de etanol con gasolina

<http://www.dinero.com/pais/articulo/colombia-aumentaria-mezcla-etanol-gasolina-gracias-expansion-biocombustibles/202886>

Colombia podría aumentar la cantidad de etanol mezclado en la gasolina en más de un 50 por ciento en dos años cuando una serie de nuevas fábricas incrementen la capacidad de su sector de biocombustibles.

Las mezclas más ricas en etanol serán posibles en el 2015 con la apertura de una destilería de 400.000 litros por día del productor más grande de azúcar de Colombia, Riopaila Castilla, y una planta de 475.000 litros diarios de la petrolera estatal Ecopetrol en el 2016, dijo el presidente Federación Nacional de Combustibles, Fedecombustibles, Jorge Bendeck.

Una mayor mezcla de etanol en la gasolina ayudará a mantener las reservas de petróleo, crear puestos de trabajo en las zonas rurales pobres y reducir la contaminación del aire por emisión de gases, un problema importante en Bogotá, explicó.

"Cuando estas nuevas plantas entren en línea, es probable que la mezcla aumente a 13,6 por ciento", dijo Bendeck en una entrevista el martes, al asegurar que probablemente un primer incremento sería el próximo año a un 10,6 por ciento desde el actual 8 por ciento. La producción de etanol de la nación andina comenzó en el 2005 cuando los cultivadores de caña de azúcar aprovecharon el clima para lograr mejores rendimientos de las cosechas.

Colombia es uno de los productores más eficientes del mundo, con rendimientos de alrededor de 120 toneladas por hectárea, dos tercios más que los de Brasil.

En lugar de aplicar subsidios, el Gobierno fija un precio mayorista mensual obligatorio para el etanol, en la actualidad 1.672 pesos (0,80 dólares) por litro, y también determina la cantidad que debe ser mezclado con la gasolina.

El precio de Brasil es de aproximadamente 0,50 dólares por litro.

Baja producción

Colombia produce cerca de 400 millones de litros al año, con instalaciones de destilación de etanol en cinco de sus 13 plantas de procesamiento de caña.

La cifra es apenas una fracción de los 25.000 millones de litros producidos anualmente en Brasil, donde los coches con uso flexible de combustible pueden llegar a funcionar únicamente con etanol.

El aumento de los suministros de etanol podría reducir la producción habitual de 2 millones de toneladas anuales de azúcar, debido a que se utilizaría más caña para biocombustibles, dijo Bendeck, quien ha trabajado la mayor parte de su carrera como ingeniero en la industria del petróleo.

"Dado el millón de toneladas que Colombia exporta, no importa si estamos agregando valor internamente. Tenemos que usar la caña para lo que ofrece más ingresos", explicó al señalar que la pequeña escala de la industria hace que sea un producto relativamente costoso.

Colombia aspira a alcanzar finalmente una mezcla de 20 por ciento de etanol en la gasolina para el 2020, mientras que Brasil ha cambiado su legislación para hacer posibles

mezclas de hasta un 27,5 por ciento después de pruebas para ver cómo afectaría a los motores de los autos regulares.

La nueva planta de Ecopetrol, la mayor del país que está siendo construida por la subsidiaria Bioenergía, está dando un paso pionero fuera del cinturón de producción de caña de azúcar en el departamento del Meta, donde los rendimientos son más bajos pero el terreno más barato permite la cosecha mecanizada.

Las procesadoras de caña en Colombia no tienen planes inmediatos para invertir en etanol de segunda generación, donde el follaje de la planta se convierte en etanol, aumentando enormemente la producción potencial, afirmó Bendeck.

"La construcción de un molino de segunda generación cuesta el doble. Todos estamos esperando a ver cómo funcionan", sostuvo refiriéndose a las primeras de esas plantas que ahora operan comercialmente en Estados Unidos e Italia.

Fuente: Dinero



Cara a cara de sindicatos petroleros por soberanía de Campo Rubiales

http://www.larepublica.co/cara-cara-de-sindicatos-petroleros-por-soberan%C3%ADa-de-campo-rubiales_188566

Aunque el contrato firmado por Pacific Rubiales y el Gobierno Nacional para realizar trabajos de exploración y explotación en Rubiales vence en julio de 2016, aún no se ha tomado una decisión sobre el futuro que tendrá esta zona, ya que la disputa está entre si esta zona del Meta vuelve a la petrolera nacional Ecopetrol o continúa siendo operada por la canadiense.

Pacific defiende ser el operador más idóneo para continuar con la producción en el nivel que se encuentra y mantener las regalías e inversión en un nivel económico más elevado del que tenía en 2007, cuando inició operaciones en Colombia.

Pero el senador Jorge Robledo, del Polo Democrático, defiende que el campo debe devolverse a Ecopetrol para recibir las ganancias, que según él se quedan en manos de Pacific y no en los colombianos como "debería ser".

Lo cierto es que aunque el Estado no ha hecho un pronunciamiento oficial al respecto, han sido los trabajadores de ambas entidades quienes se han preocupado más por la situación.

Colprensa habló con Freddy Pulecio Pérez, jefe de Relaciones Públicas de la USO, el sindicato de Ecopetrol, y con Alejandro Ospina, presidente de la Uten, el sindicato de Pacific.

“Pacific al lado de Ecopetrol es una cosita de nada”, Freddy Pulecio
¿Por qué debería haber un cambio de operador en Campo Rubiales?

Este es el principal campo productor del país, estamos hablando de 250.000 barriles al día de los 320.000 que se producen en todo el país. Permitir la extensión del contrato significaría pérdidas para el país entre cinco y seis billones de pesos, que es más o menos la mitad del déficit fiscal que se prevé para el año entrante.

¿Por qué Pacific no debería continuar siendo el operador?

Pacific ha causado una catástrofe en lo ambiental, en lo social, en lo laboral, y no podemos premiar a esta empresa con el comportamiento que ha tenido. En lo ambiental se han afectado 22 acuíferos comprobados con la Anla y la contraloría.

En lo laboral, las cuestiones no pueden ser peor: nosotros en 2011 encontramos condiciones de esclavitud laboral, 300 trabajadores en una carpa con tres baños para lo cual si querían bañarse ducharse, hacer sus necesidades y desayunar pues debían levantarse a las tres de la mañana, nosotros logramos romper eso pero sigue siendo el peor campo pago a nivel nacional.

Las regalías que paga Ecopetrol las paga al WTI (West Texas Intermediate), precio internacional, mientras que las que paga la trasnacional en ires y venires termina siendo una tercera parte de lo que cuesta el barril a nivel internacional.

Además, a Ecopetrol sí la podemos poner en cintura porque la idea no es que la gente llegue aquí a hacer plata de cualquier manera, no puede ser que en la orinoquía se estén contaminando 14 millones de barriles de agua por día, eso más de lo que consume Bogotá (11 millones al día), a Ecopetrol no se lo vamos a permitir.

Sumado a eso, Ecopetrol, técnicamente, financieramente y en todos los sentidos es mucho más empresa que Pacific Rubiales, Pacific al lado de Ecopetrol es una cosita de nada.

¿Qué pasaría específicamente con los trabajadores si hay reversión del campo?

Con la llegada de Ecopetrol a los campos, de inmediato, obreros que apenas ganan \$1.300.000 en promedio, pasarían a ganar \$2.300.000. Pacific en los últimos seis años aumentó sus activos en 1.500% y eso no se ve reflejado en los salarios de los trabajadores, tienen muchas ganancias y eso no se refleja.

¿Habría algún riesgo en la producción asociado a los sindicatos?

La producción es un factor técnico. Nosotros al contrario, trabajamos en la resolución de conflictos, un conflicto mal llevado estalla como lo que ocurrió en 2011 en Rubiales, no fue peor porque la USO fue inteligente en la situación y supo llevar las cosas.

En la USO lo que peleamos es que el campo Rubiales sea de la nación porque Pacific se lo lleva todo. Nosotros solo trabajaremos para defender la justicia tanto para la nación como para los trabajadores.

Hablando de ingresos ¿por qué Ecopetrol debería asumir la operación?

No es lo mismo que otra empresa se gane 1000% como se lo gana Pacific, no pagando impuestos ni nada, les estamos regalando todo; los estimados que hay en las gabelas que les damos a las trasnacionales es de \$44 billones al año, mucho más que el déficit fiscal que son \$2,5 billones.

“Ecopetrol es mucho menos eficiente, tiene muchas limitaciones”: Alejandro Osorio

¿Por qué no debería haber cambio de operador en Rubiales?

Hemos hecho un estudio muy serio en las reversiones que se han presentado en el país y lo que encontramos fue que todos esos campos han tenido una caída de producción, sobretodo los campos que están en un estado avanzado. Cada pozo tiene diferentes variables que si se alteran, puede hacer que caiga la producción y esos daños pueden ser irreversibles.

¿Por qué Ecopetrol no debería ser el operador?

Ecopetrol necesita una fuerte inversión en desarrollar nuevas reservas, si Ecopetrol llega a operar en rubiales que ya es un campo descubierto, es enmascarar la ineficiencia de la compañía.

Ecopetrol es mucho menos eficiente, es una empresa que tiene muchas limitaciones por su altísima participación estatal, tiene una serie de procesos de toma de decisión que son muy lentos, muy politizados, es más, creo que el mismo Ecopetrol reconoce eso y por eso es tan buen aliado de Pacific.

Es un error estratégico del país concentrar la operación de sus campos petroleros en Ecopetrol que ya no es del Estado pero que sigue teniendo una participación muy importante de éste, porque pueden verse comprometidas las decisiones que se tomaron a principios de 2000 que dieron cabida a la atracción de la inversión internacional que trajo consigo las mejoras económicas, vamos a empezar a lucir en el contexto internacional como un país no tan amigable de la inversión internacional.

Podemos ser víctimas de la misma situación que vivió Venezuela. Creemos que concentrar la operación en Ecopetrol con tan alta participación del estado es un retroceso.

¿Qué pasaría con los trabajadores si hay reversión del campo?

En Pacific hemos construido una relación en la que nosotros como trabajadores vemos estabilidad, seriedad, compromiso y responsabilidad en todos los temas laborales. Un cambio de operador va a tener un impacto adverso en la calidad del trabajo y en la estabilidad.

Además, muchos proyectos ya se han parado, eso ha llevado a un decremento en el empleo. Si Ecopetrol entra a operar, de 18.000 trabajadores que hay en campo rubiales, conociendo el ritmo de trabajo de ellos, de lo tardías que son las aprobaciones, conociendo la prevención con la vive Ecopetrol, puede haber un decremento del 40% en tema de inversión y de proyectos que afectarán directamente a los empleados.

¿Habría algún riesgo en la producción asociado a los sindicatos?

Creemos que hay un grave riesgo asociado a la USO (Unión Sindical Obrera), Ecopetrol puede llegar a ser una gran empresa, pero tiene un riesgo de estabilidad enorme derivado de la organización sindical de larga data que tiene una capacidad de desestabilización muy grande, entonces nos parece antiestratégico concentrar la operación en una empresa que tiene una alta influencia de un sindicato como este.

Si la USO entra en un paro se para la producción petrolera de Colombia, y no es nada estratégico para los colombianos.

Hablando de ingresos ¿por qué Pacific debería continuar con la operación?

El 81% de los barriles se quedan en Colombia, solo el 19% pasa a manos de Pacific, es decir, de cada 100 barriles 20 van al Estado colombiano en forma de regalías, 45 barriles se le dan a Ecopetrol como socio y Pacific recibe 35, pero Pacific paga impuestos y por eso se queda solo con 19 barriles.

Además, el tamaño de la inversión que ha hecho Pacific en el país es equitativo con el ingreso que ha tenido. En su inmensa mayoría todo está en manos de Colombia, además, el problema es ese todo ¿cuánto va a ser?, porque uno se puede quedar con todo pero ese todo es menos de lo que podría ser si se compartiera, hay que crear valor para tener qué compartir.

Fuente: La República

EL TIEMPO

¿Qué está en juego con la caída de los precios del petróleo?

<http://www.eltiempo.com/economia/sectores/efectos-de-la-caida-de-los-precios-del-petroleo/14796226>

Además del descuadre en cuentas del Gobierno, puede afectar exportaciones e inversión extranjera.

La decisión de Arabia Saudita de mantener sus niveles actuales de producción de petróleo le ha puesto en las últimas semanas más presión a la baja a los precios del crudo, cuya tendencia negativa comenzó por las menores expectativas de crecimiento en Europa, China y los países emergentes.

Además del efecto de esta situación en las compañías del sector petrolero, que vienen perdiendo valor de mercado, la tendencia a la baja de la cotización internacional del crudo, que ayer cerró a 78,68 dólares por barril para la referencia WTI y cuya proyección no es fácil de prever, surgen preocupaciones en otros indicadores de la economía colombiana. Por ejemplo, según el Dane, de enero a septiembre la venta de crudo fue el 49,2 por ciento de las exportaciones del país.

En este frente, los problemas de producción, que han frenado el ritmo de crecimiento de las ventas externas de crudo (a septiembre el avance fue de solo el 1,3 por ciento), se verán complementados por los menores precios, factores que, al combinarse, según el centro de estudios económicos Anif, pueden generar un déficit externo –exportaciones más bajas que las importaciones– del 4,5 por ciento del PIB en el 2014. (Lea también: [En 2015 no habría dividendo extraordinario de acciones de Ecopetrol](#))

Para esta entidad, la reciente caída del precio del petróleo ha resultado sorprendente, pues la compleja situación geopolítica (crisis de Crimea-Ucrania-Rusia; conflicto Israel-Palestina) daría para que el barril de la referencia Brent se mantuviera en niveles de 110 dólares por barril, pero ayer cerró en 82,95 dólares.

“Quiere esto decir que los vientos de desaceleración global han tendido a ganar finalmente el pulso a la baja del precio de las materias primas, donde el último en darse por vencido ha sido el petróleo”, señala.

Efecto en cadena

Además de los accionistas de Ecopetrol y de empresas como Pacific Rubiales y Canacol Energy, el otro gran afectado es el Gobierno, por el déficit fiscal y, especialmente, por los recursos con los que proyecta financiar el presupuesto del 2015, aprobado por el Congreso en 216,2 billones de pesos. Por tal motivo se trabaja en un proyecto de reforma tributaria pensando en financiar cuatro años.

Desde que presentó el plan financiero del 2015, en junio, el Ministerio de Hacienda estableció que para el próximo año contará con dividendos de Ecopetrol por 8,4 billones de pesos, suma inferior en 2,3 billones respecto a lo que recibirá en el 2014, a consecuencia de los resultados de la empresa y de los precios internacionales del crudo. Sin embargo, este monto se mantiene, aunque en junio la cotización del crudo no estaba en los niveles actuales y todavía el Gobierno no hace una modificación del precio supuesto del petróleo para el plan financiero del 2015, en el que prevé un nivel de 98 dólares por barril, a pesar de que en el presupuesto de regalías, que se aprobó el lunes, la cifra ya se ajustó a 85 dólares para los próximos dos años.

No obstante, si bien en primer debate se aprobaron 18,2 billones de pesos como presupuesto de regalías para el período 2015-2016, el menor recaudo por la baja del petróleo (producción y precios) obligará a gastar ahorros por cerca de 800.000 millones de pesos para poder cumplir lo aprobado.

Analistas bursátiles consultados advirtieron que, si se mantienen los niveles actuales de producción y el petróleo no se recupera, el próximo año el recaudo de impuestos de este sector será menor, lo cual se ratifica en el proyecto del Gobierno.

La iniciativa señala que, si bien el presupuesto del impuesto de renta subirá 10,2 por ciento en el 2015 (4,3 billones más que en el 2014), el aporte de Ecopetrol pasaría de 2,9 billones de pesos a 2,4 billones, es decir, 17,9 por ciento menos que en el 2014.

Según el proyecto, esto será “producto de la caída de la producción y de la revaluación, así como la caída de precio de la canasta de crudo colombiano, el retraso de licencias ambientales para nuevas exploraciones y explotaciones, que ha venido afectando el resultado financiero de la empresa.

“De igual forma, dicho efecto repercute para el resto de empresas que tributan del sector petrolero”, señala el documento oficial. Por su parte, Anif estimó que el flujo de recursos públicos, incluyendo los impuestos, las menores utilidades de Ecopetrol y el descenso de las regalías, podría implicar pérdidas entre el 1 por ciento y el 2 por ciento del PIB durante el 2015 y el 2016, hecho que hace necesaria una reforma tributaria estructural, que el Gobierno no ha querido abordar.

“No desbordar los déficits fiscales del Gobierno central más allá del 2 por ciento del PIB, trazados en la regla fiscal, se volverá mucho más exigente de lo previsto”, aseguró Anif.

Tributaria por un año reduciría temor por baja del crudo

El Congreso de la República comenzó este miércoles el estudio del proyecto de reforma tributaria del Gobierno, cuyo objetivo primordial es conseguir 12,5 billones de pesos que le faltan al presupuesto del 2015. No obstante, como el Ministerio de Hacienda presentó

una propuesta tributaria para 4 años, en el Congreso se está creando un consenso en torno a la idea de que la reforma solo se haga para cubrir el déficit presupuestal del 2015. Así lo confirmó el representante a la Cámara Alejandro Carlos Chacón, quien dijo que, además, “una tributaria solo por un año reduciría el temor que hay por la tendencia a la baja en precios del crudo”.

Los parlamentarios, según Chacón, son partidarios de que, una vez lograda la aprobación para el financiamiento del presupuesto 2015, se tramite una reforma tributaria estructural a partir de marzo del próximo año, lo que, además, permitiría un debate más reposado. Para el debate de la ley de financiamiento presupuestal, entre tanto, se plantearon algunas reglas de juego, como sesiones de 4 o 5 horas, a partir de las 9 de la mañana, en vez de los que hay que suspender a las 2 horas porque los congresistas deben asistir a las plenarios.

“Es inaudito que el Gobierno pretenda que se le apruebe una tributaria por casi 50 billones de pesos en menos de 15 días que faltan para el cierre legislativo, el próximo 16 de diciembre”, afirmó Chacón.

Para los parlamentarios, los impuestos que se están proponiendo requieren profundos análisis. ¿Es más adecuado gravar el patrimonio o mejor las utilidades? ¿El desmonte de los dos puntos del IVA impactan la bancarización y pueden afectar el recaudo por menores compras con tarjetas? Esos y más interrogantes se discutirán.

¿Qué hacer con las acciones de Ecopetrol?

César Cuervo, de Credicorp Capital, dijo que quienes no tienen acciones de Ecopetrol pueden aprovechar el precio bajo y comprar, opción solo para quienes puedan tomar riesgos. Mientras esta firma recomienda mantener el título y no salir de él todavía, otros agentes señalan que, si se tienen muchas acciones de Ecopetrol, la opción es vender una parte y diversificar el riesgo.

Fuente: El Tiempo



Pacific propone a Ecopetrol nuevo contrato en campo Rubiales que vaya más allá de 2016

<http://www.larepublica.co/pacific-propone-ecopetrol-nuevo-contrato-en-campo-rubiales-que-vaya-m%C3%A1s-all%C3%A1-de-2016-188881>

Con un panorama de caída en los precios del petróleo y ante un recorte en las expectativas de gastos de capital en exploración y producción para este año, Pacific Rubiales vuelve y juega por el campo Rubiales. La petrolera le ha hecho una nueva propuesta a Ecopetrol y al gobierno para aplicar la tecnología de recobro mejorado (STAR) en el campo, a cambio de un nuevo contrato que se extienda más allá de 2016. "Creemos que esta propuesta representa un beneficio neto sustancial para todos los stakeholders y socios en campo Rubiales", declaró Ronald Pantin, CEO de Pacific. La compañía canadiense reportó ingresos por US\$4.000 millones a septiembre de este año.

Recientemente, el presidente de la compañía, José Francisco Arata, dijo en entrevista con LR que en los últimos años se ha venido trabajando para reemplazar la producción del campo, cuya operación a manos de la canadiense arrancó en 2007.

"Como todo activo petrolero y campo maduro, sabíamos que las reservas no son infinitas y que se van a agotar, por lo tanto, hemos estado desarrollando nuevos campos para que, en el momento que termine el contrato, podamos reemplazar la producción", había dicho Arata.

De acuerdo con la petrolera, campo Rubiales "representa un porcentaje menor de la producción de la compañía, contribuyendo con 40% a la producción neta en el tercer trimestre de 2014, disminuyendo de 56% y 59% en el mismo periodo de 2013 y 2012, respectivamente. Sin embargo, es importante anotar que la producción del campo se vio impactada este año por la limitada capacidad de disposición de agua".

Pero Pacific "espera aumentar la capacidad una vez se reciban las aprobaciones finales para iniciar la operación del proyecto Agrocascada, que permitirá disponer una mayor cantidad de agua y significará un aumento en la producción total del campo de aproximadamente 20.000 bbl/d".

Recorte en expectativas de gastos

El nuevo anuncio de Pacific se da en momentos en que los precios internacionales del crudo están cayendo. Ante este panorama, la empresa se la vuelve y juega por el campo.

También lo hace en el marco de la presentación de los resultados del tercer trimestre. Según Pacific, esta redujo de US\$2.500 millones a US\$2.300 millones sus expectativas de gastos de capital en exploración y producción para el año, con el fin de compensar la producción que se encuentra en el rango bajo de la meta establecida para 2014 y la disminución de los precios internacionales del petróleo en el segundo semestre.



Según el CEO de la compañía, Ronald Pantin: “A pesar del débil entorno de precios de los commodities y las difíciles condiciones para operar durante el trimestre, nuestro foco en crecimiento y excelencia operacional nos permitió, una vez más, entregar resultados sólidos”.

El flujo de caja (flujo de fondos procedentes de operaciones) alcanzó la cifra récord de US\$606 millones en el trimestre, un incremento del 33% comparado con el mismo periodo de 2013, y de 14% con respecto al periodo anterior, y sumó US\$1.600 millones en los primeros nueve meses del año.

De la misma manera, los volúmenes de venta alcanzaron la cifra récord de 164 mil barriles de petróleo equivalente por día (Mbpe/d), representando un aumento de 32% en comparación con el mismo periodo de 2013, y de 6% con el periodo anterior.

Los ingresos para el trimestre fueron de US\$1.300 millones, un incremento de 20% comparado con el mismo periodo del año pasado, y ascendieron a la cifra récord de US\$4.000 millones en los primeros nueve meses de 2014.

El EBITDA ajustado del trimestre fue de US\$635 millones, un aumento de 4% comparado con el tercer trimestre de 2013, y representando un margen de 48% sobre los ingresos totales del período. Para los primeros nueve meses del año, el EBITDA ajustado fue de US\$2.100 millones, representando un margen del 52% sobre los ingresos totales del periodo.

La producción neta de 145 Mbpe/d durante el trimestre significó un crecimiento del 13% comparado con el mismo periodo del 2013. Por su parte, la producción bruta (antes de regalías) para el trimestre fue de 174 Mbpe/d, un incremento del 10% comparado con el mismo periodo del año pasado.

El netback combinado del trimestre fue de US\$ 55,08/bpe, y el netback de US\$ 60,44/bpe para el año se mantiene sólido, con la disminución de US\$ 7,68/bpe respecto al trimestre anterior enteramente atribuible a la declinación de los precios mundiales del petróleo.

Con respecto a la campaña en los bloques CPE-6 y Rio Ariari, el CEO de la compañía afirmó: "Actualmente la compañía cuenta con siete pozos en CPE-6 produciendo 1.000 barriles por día (bbl/d), y tres pozos en Rio Ariari produciendo aproximadamente 550 bbl/d”.

Fuente: La República