

## EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Junio 22 de 2015

- **La demanda de gasolina bajaría 11% al año 2030**
- **Ecopetrol debería vender algunos campos**
- **Por primera vez en siete años, caen reservas de petróleo en Colombia**
- **Isagén espera fallo favorable en litigio con Odebrecht**
- **Ecopetrol gira \$629.344 millones a accionistas minoritarios**

---

### Portafolio

## Ecopetrol gira \$629.344 millones a accionistas minoritarios

<http://www.portafolio.co/negocios/ecopetrol-gira-629344-millones-accionistas-minoritarios>

En la reunión del pasado 26 de marzo, la Asamblea aprobó la distribución de un dividendo ordinario de \$133 por acción.

A partir de este lunes 22 de junio, los más de 392 mil accionistas minoritarios de Ecopetrol comenzarán a recibir \$629.344 millones correspondientes al pago del dividendo aprobado por la Asamblea General de Accionistas.

En la reunión del pasado 26 de marzo, la Asamblea aprobó la distribución de un dividendo ordinario de \$133 por acción.

De esta forma, un accionista que tenga un paquete de 1.000 acciones recibirá \$133.000 en un solo contado.

Los accionistas minoritarios recibirán el dividendo en una sola cuota, mientras que el de la Nación (\$4,83 billones), accionista mayoritario, será girado en 4 cuotas a partir del 23 de octubre de 2015.

En total, los dividendos a distribuir por Ecopetrol sumarán \$5,46 billones, producto de la distribución del 70% de las utilidades obtenidas en el 2014.

Las personas que compraron acciones de Ecopetrol en el 2007, cuando se realizó la primera emisión, ya han recibido \$1.555 en dividendos (incluyendo los del 2015), lo que significa que ya habrán recuperado el 100% de su inversión.

Ecopetrol les recuerda a los accionistas que si no se reclaman los dividendos éstos no generarán ningún tipo de rendimiento entre la fecha establecida para el pago de los mismos y la fecha en que el accionista decida cobrarlos.

El pago de los dividendos se realiza a través de su depositante directo (es decir, la sociedad comisionista de bolsa) según la forma que haya escogido: Abono a su cuenta bancaria o pago en efectivo o cheque.

Para información adicional sobre el cobro de los dividendos, los accionistas de Ecopetrol se pueden comunicar con el Call Center: marcando desde el teléfono fijo o desde el celular a la línea gratuita nacional 01 8000 113434 ó en Bogotá al 3077075 de lunes a viernes de 8:00 a.m. -6:00 p.m. y sábados de 8:00 a.m. – 2:00 p.m. o a través del correo electrónico [accionistas@ecopetrol.com.co](mailto:accionistas@ecopetrol.com.co)

Fuente: Portafolio



## La demanda de gasolina bajaría 11% al año 2030

<http://www.elcolombiano.com/la-demanda-de-gasolina-bajaria-11-al-ano-2030-YY2177573>

En el Plan Nacional de Desarrollo se espera que la demanda de combustibles para la movilidad de Colombia a 2030 sea de 118.062 barriles en promedio por día calendario (BDC), otro análisis, que evalúa una alta penetración de nuevos medios sostenibles como la bicicleta, los carros eléctricos y el gas natural vehicular, muestra que la demanda en 15 años caería 11 por ciento (115.496 BDC).

Para entonces, Colombia aumentará en 67 por ciento la energía para movilidad frente al consumo actual. Sin embargo, dentro de los combustibles de mayor uso, el gas natural presentará mayores alzas, desplazando una porción de las gasolinas, las cuales se estima mantendrán crecimientos de 3,2 por ciento, pero progresivamente bajarán sus tasas. Según los cálculos que tiene la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), los vehículos que utilizarían gasolina pasarían de tener una participación de 90 por ciento, en 2018, a 87 por ciento, en 2030. Así que se observará una reducción de la demanda de corriente y extra en 242.000 BDC.

Por otro lado, después de 2021 aumentaría hasta 2030 la demanda de gas natural en 74 millones de pies cúbicos por día (Mpcd) y en la de electricidad para el transporte de 2.000 gigavatios (GW).

“El panorama de las gasolinas es bastante complicado por un factor distorsionante en el consumo, ya que no hay una medida correcta sobre el contrabando. Además, cada vez aparecen más fuentes alternativas para mover vehículos y esto lastima al mercado”, asegura Álvaro Younes, presidente de Fedispetrol, gremio de los distribuidores minoristas de combustibles.

Agregó que, si bien las estaciones de servicio podrían ver un gran mercado en el gas natural, el Gobierno ha tenido varios cambios en el mercado de los precios, por lo que sin claridades, los empresarios no sabrán si deben invertir o no.

Para el presidente de Federación Nacional de Biocombustibles (Fedebiocombustibles), Jorge Bendeck, el gas natural tienen una participación importante dentro del consumo vehicular y puede que siga ocupando más mercado, pero destacó que “otros combustibles como la electricidad, incluyendo los vehículos híbridos, aún tienen mucho camino que recorrer”.

Fuente: El Colombiano

---

## EL ESPECTADOR

Dice Juan Carlos Echeverry, presidente de la petrolera

### **Ecopetrol debería vender algunos campos**

<http://www.elespectador.com/noticias/economia/ecopetrol-deberia-vender-algunos-campos-articulo-567597>

Asegura sentirse cómodo con la meta de 870 mil barriles diarios y dice que el apetito por la empresa sigue latente.

El presidente de Ecopetrol, Juan Carlos Echeverry, advierte que los atentados a la infraestructura petrolera no afectarán los estados financieros de Cenit, la única filial que generó utilidades en el primer trimestre. Asimismo afirma que la desinversión en activos no estratégicos incluye la venta de campos que no estén siendo explotados por la empresa y ceder otros en condiciones establecidas entre las partes.

¿Cómo los han afectado los atentados contra la infraestructura?

Hemos perdido más de 14.000 barriles diarios en los atentados de este año, que son 32. La afectación, más que por el número de barriles, es por el crudo que ha caído a dos ríos: el Rosario, en Nariño, y el Tibú, en Norte de Santander. El impacto es sobre todo medioambiental y social. Por hechos como estos perdimos más de US\$427 millones en 2014.

¿Qué tanto afectará a Cenit?

Los meses en que sólo hubo cuatro atentados logramos facturar 10.000 barriles diarios más y eso, por supuesto, generó mayores utilidades. Preocupa que en un año de precios bajos pase esto.

¿Eso se va a reflejar en los estados financieros de Cenit?

No, hasta ahora es poco, porque buena parte del transporte se hace por Ocesa. Lo que sale de Caño Limón y va hasta Coveñas es una producción pequeña. Los 500.000 barriles que produce el Meta es lo que transporta Cenit.

¿Qué esperan para el segundo trimestre?

En el primer trimestre estuvimos muy apoyados en Cenit, pero para el segundo trimestre los otros segmentos (producción y refinación) empezarán a mostrar números verdes.

¿Ve recuperación en la confianza de la empresa?

Fitch nos ratificó la calificación BBB, que es grado de inversión, y nos ratificó el Outlook a estable. Eso es un voto de confianza. Estuve unos días en Los Ángeles, Chicago, Nueva York y Boston, y un grupo de inversionistas fue a Londres en un tour con compradores de bonos y acciones, presentándoles la nueva estrategia. La actitud es positiva, la gente demostró apetito por la empresa. Obviamente, muchos de los planes se tienen que materializar. Cuando hablamos de reducir los costos, hay que hacerlo; si nos comprometemos a ser exitosos en exploración off shore, también.

Ahora que los precios andan bajos, ¿cómo están haciendo para reducir costos?

En buena medida analizamos lo que gastamos en los disolventes. Claro que lo estamos haciendo en todo, también renegociando contratos, pero, como tenemos crudo pesado, lo que más inversión requiere es el disolvente que se trae desde EE.UU. Hacemos investigación y logística para reducir la utilización de ese producto. Probablemente nos tome año y medio, pero si bajamos esos costos disminuirémos el costo por barril entre US\$4 y US\$5.

¿Qué estimado tiene en ese ahorro de costos?

Hemos bajado US\$622 millones en costos anuales. Y la meta para este año es superar los US\$1.000 millones.

Según el plan estratégico, la meta es llevar el factor de recobro de 18% a 23%, pero para el sector sigue siendo baja. ¿Por qué la fijaron?

Los técnicos de producción me dicen que pueden producir más, pero tenemos que volver a bajar los costos, y con costos bajos podemos sacar más barriles, aunque sólo los que den utilidades. No me voy a pegar de la meta de un millón; nos pusimos la meta de 870.000 barriles, que sé que se puede lograr y la podemos superar. Con esa meta estoy bien. Prefiero ser conservador en mis estimaciones económicas, de manera que las sorpresas siempre sean positivas.

El nivel de inversión en exploración será muy bajo con respecto al de producción. ¿No es riesgoso?

Esta es una empresa que estaba produciendo y no estaba explorando. Los éxitos de los últimos siete años han sido por producción. Debemos generar un círculo virtuoso entre producción y exploración. Porque la extracción da plata para exploración y ésta le da futuro a la producción. Este círculo estaba cortado y, aunque fue magnífico porque pasamos de 380.000 barriles a 780.000 en seis años, tenemos que sumarle un segundo piso a esa estrategia con una exploración exitosa.

¿Por qué apostarle a la exploración costa afuera, si es más costosa y no hay certeza de lo que hay?

Vamos a apostarle a todo. Hay una gran parte de territorio por explotar. Por ejemplo, vemos potencial en Caquetá y en Putumayo. Sin embargo, el problema es que en el país es complicada debido a que los campos están muy dispersos. Esa es una de las razones por las que el éxito exploratorio no es tan grande.

¿Cuáles son sus pronósticos en “off shore”?

Aunque ya existen algunas valoraciones de cuántas reservas podría representar la exploración costa afuera, es necesario hacer más perforaciones para calcular qué hay. Se espera que en siete años ya se esté produciendo.

¿Qué pasará con la refinería de Barrancabermeja?

Reconocimos públicamente que el plan maestro de la refinería de Barrancabermeja, que cuesta US\$7.000 millones, no se puede hacer como está diseñado, pero eso no quiere decir que no se hará nada. Podemos incrementar las utilidades de la refinería por medio de innovación e investigación, y lo positivo es que contamos con el Instituto Colombiano de Petróleo, que desempeña un gran trabajo a la hora de diseñar nuevas tecnologías de producción.

¿Cuánto dinero han invertido en el golfo de México?

Estamos en la parte de EE.UU. del golfo de México, con Murphy, Noble, Shell y Anadarko. Por mandato de nuestra junta directiva, ellos operan y nosotros somos socios. La meta es que en tres años operemos. Eso tiene ventajas porque podemos decidir a qué apostarle, pero por ahora estamos en un proceso de aprendizaje. Hemos tenido tres hallazgos y sacado producción de 7.000 barriles al día. En 2016 pasaremos a 20.000 diarios. La meta es llegar en cinco años a unos 100.000 barriles al día.

Quieren desinvertir en activos no estratégicos. ¿Eso incluye revisar los campos que no se están aprovechando?

Tenemos campos propios, otros con socios, y campos pequeños que están en desuso, pero no quiere decir que no sean buenos. Estamos siguiendo la estrategia de definir qué tan buenos son estos. Hay unos que deberíamos vender, otros que deberíamos ceder con unas condiciones, y seguir como estamos, focalizándonos en lo que tiene mucho potencial.

Fuente: El Espectador

## EL TIEMPO

# Por primera vez en siete años, caen reservas de petróleo en Colombia

<http://www.eltiempo.com/economia/sectores/reservas-de-petroleo-en-colombia/15985501>

Los 6,4 años de autosuficiencia, al término del año pasado, son el dato más bajo desde el 2000.

La reducción en la actividad exploratoria a partir del segundo semestre, cuando inició la caída de los precios del petróleo, sumada a factores como la tardanza en los permisos ambientales, dificultades operativas y las revalorizaciones de los cálculos de algunas compañías, llevó a que el año pasado Colombia redujera, después de siete años al alza, sus reservas de petróleo.

Tras conocerse que en el 2014 el país bajó en 5,6 por ciento el saldo de sus recursos probados de crudo, que quedó en 2.308 millones de barriles, dicho porcentaje lo llevó a ser el país de Suramérica en el que se vio la segunda mayor caída entre las naciones sobre las que hay información disponible, según el reporte anual estadístico de la industria mundial, que consolida la británica British Petroleum (BP), y según cifras de las autoridades y entidades de cada país. (Además: [Así juega Colombia en la histórica apertura del petróleo en México](#))

De acuerdo con estos datos, sin contar a Argentina y a Trinidad y Tobago, (sus datos no se actualizaron), en Suramérica durante el año pasado el que más redujo sus recursos comprobados de petróleo fue Perú, país cuyas reservas pasaron de 1.617 a 1.410 millones de barriles, para una baja del 12,8 por ciento, mientras el tercero con la mayor caída fue Ecuador, que tuvo una contracción del 2,3 por ciento, el pasar el saldo de 8.190 millones de barriles a 7.999 millones de barriles entre un año y otro. (Lea: [Sectores distintos a los petroleros son imán para multinacionales](#))

Aunque el informe no tuvo en cuenta los datos del 2014 de Perú, un documento del Ministerio de Energía y Minas de ese país explica que la reducción de 207 millones de barriles en sus recursos probados de crudo obedeció, además de la producción anual, a la declinación de campos, a la revisión de algunas áreas y a la reducción de la actividad exploratoria, entre otros.

En el caso de Colombia, según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la razón de la baja se resume, según un documento de la entidad, en que mientras apenas se incorporaron 206 millones de barriles, su producción alcanzó los 361 millones de barriles.

El mayor impacto estuvo en las nuevas incorporaciones (descubrimientos hechos), pues por esta vía solo se sumaron 14 millones de barriles, mientras por revaluación de campos llegaron 192 millones de barriles.

El ministro de Minas y Energía, Tomás González, explica que los planes de inversión en exploración y desarrollo que se posponen “tubaron reservas”, en adición a circunstancias operativas, revalorización de recursos por parte de las empresas y dificultades en el licenciamiento ambiental.

El cierre del año pasado llevó a que, por primera vez desde el 2008, el país no alcanzó a reponer por lo menos cada barril de los que extrajo, ya que el índice de reemplazo de reservas del 2014 fue de 0,6.

Es decir, por cada barril producido se sumó solo un poco más de medio barril. (Lea también: [Minminas plantea bajar porcentaje del Estado en nuevos pozos](#))

Entre tanto, al mirar los reportes de Ecopetrol y de Pacific Rubiales, las dos empresas con mayores recursos, se observa que en la primera las reservas probadas netas cerraron en 2.084 millones de barriles, para un aumento de 112 millones de barriles en el año, mientras la segunda tuvo una contracción del 19 por ciento en este aspecto (74 millones de barriles menos), cuyo saldo cerró en 315 millones de barriles en el 2014, e incluso por debajo del 2012, cuando informó reservas probadas por 331 millones de barriles.

El menos autosuficiente

Los datos del reporte de BP ratifican que, al contar ahora con una autosuficiencia para 6,4 años, Colombia, por su nivel de producción, que se mantiene por encima del millón de barriles por día desde octubre del año pasado, y por su reducida incorporación de nuevos recursos por hallazgos y recobro mejorado, entre otros, sigue siendo el país de América Latina con el indicador más bajo.

Esta cifra se calcula con base en la producción actual, suponiendo que no se encuentren nuevos hallazgos ni se den revisiones en dicho periodo de tiempo.

Según la ANH, este indicador de autosuficiencia es el más bajo desde el año 2000.

Mientras el índice de reservas sobre producción del país bajó el año pasado (estaba en 6,6 años), el de Brasil se ubicó en 18,9 años; el de Ecuador, en 39,4 años; el de Perú, en 40 años, y el de otros países de Suramérica y Centroamérica cerró en 9,6 años.

El ministro González confía en que las medidas de ayuda para la industria, como las regalías variables para la producción adicional de los campos (recobro), el aplazamiento de los períodos de exploración y el traslado de zonas para la búsqueda dentro de un mismo bloque contribuyan a incrementar las reservas en los próximos años.

A esto se deben sumar, según el funcionario, los resultados de la campaña exploratoria que se adelanta o que se iniciará en el mar Caribe por operadores como Petrobras, la estadounidense Anadarko y la holandesa Shell.

Gas para 10 años

El país cuenta con una autosuficiencia mayor en materia de gas que de petróleo, según las cifras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Durante el 2014, el país acumuló reservas probadas de este combustible por 4.758 gigapiés cúbicos, que representan una autosuficiencia para 10,5 años, asumiendo que no hubiera nuevos hallazgos.

No obstante, hay que tener en cuenta que el año pasado en Colombia se dio el mayor descubrimiento de este tipo en América Latina, toda vez que con el pozo Orca-1, perforado en aguas del bloque Tayrona, frente a La Guajira, se encontraron recursos iniciales por 264 millones de barriles equivalentes (crudo y gas).

Pero a la espera de que estos recursos se cuantifiquen y se sumen a las reservas del 2015, el cierre del 2014 en materia de gas comprobado también implicó una baja del 13,6 por ciento frente al 2013, cuando su saldo se ubicó en 5.508 gigapiés cúbicos. (Lea: [Las exportaciones siguen de capa caída](#))

Con este resultado, los recursos probados de gas natural retrocedieron al nivel del 2009, año en el que cerraron en 4.737 gigapiés cúbicos.

Los tres que llevan la delantera en la región

En América Latina, Venezuela, Brasil y México siguen a la cabeza en materia de reservas de crudo.

Mientras en el país de la samba el saldo subió 3,6 por ciento en el 2014, a 16.154 millones de barriles (ocupa el tercer puesto), en Venezuela avanzó 0,5 por ciento (299.953 millones de barriles) y en México los datos fueron los mismos del 2013 (11.100 millones de barriles), debido a que para la fecha del cierre del informe no había divulgado las cifras oficiales.

Sobre las cifras de Venezuela, que se mantiene en el liderazgo mundial, hay polémica, pues a pesar de figurar por encima de un gigante en la materia como Arabia Saudita, para expertos como el geólogo venezolano Gustavo Coronel, este valor ha sido calculado violando los criterios internacionales.

“Para ser definida como probada, una reserva petrolera debe tener certeza mayor al 90 por ciento de existir, debe ser técnicamente recuperable en un cierto período de tiempo, ser económicamente recuperable y ser políticamente factible llevar a cabo ese proceso de recuperación”, señala el experto en un blog. (Lea: [Pacífic perdió 1.335 millones de dólares en 2014 y no habrá dividendos](#))

Agrega que el régimen político de ese país adoptó, de forma arbitraria, un coeficiente de recobro del petróleo en sitio del 20 por ciento, el doble de lo que se había estimado con base en conocimiento existente. En otras palabras, dice Coronel, las reservas petroleras probadas de la faja del Orinoco fueron dobladas por decreto. En el mundo, junto a Venezuela, son seis los países que tienen petróleo para más de 100 años: estos son Canadá, Irán, Iraq, Siria y Libia.

Fuente: El Tiempo



## Isagén espera fallo favorable en litigio con Odebrecht

<http://www.elcolombiano.com/lo-justo-es-que-odebrecht-y-socios-devuelvan-la-plata-a-isagen-rico-ED2173530>

Se espera que esta semana la sala plena de la Corte Constitucional falle si confirma o niega, en última instancia, la decisión de un tribunal de arbitramento, que ratificó el

Consejo de Estado en 2013 y obligó a Isagén a pagar 125.335 millones de pesos al Consorcio Miel I, constructor de la central hidroeléctrica del mismo nombre, en el oriente de Caldas.

Dicha sociedad es liderada por la firma brasileña Odebrecht, ahora vinculada en ese país a un escándalo de corrupción en la petrolera estatal Petrobras, y cuyo presidente, Norberto Odebrecht, fue capturado preventivamente por la Policía Federal el viernes pasado. Sin embargo la compañía aclaró que las investigaciones no afectan las operaciones en Colombia (ver recuadro).

En ese contexto, ahora la Corte Constitucional se apresta a decidir, luego de seleccionar para revisión, desde febrero de 2014, una acción de tutela que negó el Consejo de Estado. En ese recurso, Isagén alegó un daño a su patrimonio, lo que afecta directamente a los accionistas, empezando por la Nación, como dueño mayoritario. También la segunda generadora de electricidad del país considera que el tribunal de arbitramento internacional falló en su contra en medio de “protuberantes irregularidades” y se violaron principios constitucionales como el debido proceso.

En contraste, el consorcio constructor argumenta perjuicios y sobrecostos que debió asumir durante las obras en una demanda con 163 reclamaciones. Su abogado apoderado, Luis de Brigard, dijo al diario La República el 13 de junio pasado que “no entiende uno por qué una empresa como estas (Isagén), si sentía que se le estaba vulnerando un derecho, pagó voluntariamente, pues no estaba siendo perseguida”.

Al respecto, el gerente de Isagén, Luis Fernando Rico Pinzón, en diálogo con EL COLOMBIANO, explicó el sábado pasado que si en ese momento no se pagaba lo definido, la empresa se exponía a “un embargo y el daño era enorme”. Sobre este largo litigio que se remonta a junio de 2003, así respondió el gerente de la generadora:

¿Lo que pasó con Odebrecht en Brasil le indica alguna mala fe de esa firma en el litigio con Isagén?

“Lo que puedo afirmar es que llegamos hasta la Corte Constitucional y confiamos en su objetividad. Lo que hemos señalado es que el tribunal de arbitramento falló en contra de Isagén en medio de inmensas irregularidades”.

¿A qué se refiere?

“Son muchos temas, pero hay tres gruesos que se argumentan ante la Corte. Primero, el consorcio que nos demandó no era el mismo que ejecutó la obra, es decir, se transformó sin informarnos, violando el principio constitucional de voluntariedad. Segundo, se llevó un expediente durante el tribunal que no conocimos y del que solo supimos al pedir la anulación del laudo ante el Consejo de Estado. Y tercero, el tribunal aceptó pruebas solicitadas por Isagén, pero no las practicó; en cambio, sí recibió extemporáneamente pruebas y argumentaciones del consorcio”.

¿Hubo deficiencias en el contrato para llevar este litigio hasta donde ha llegado?

“El contrato fue construido acorde a las normas y se tuvieron en cuenta todas las previsiones, pero nosotros fuimos engañados y nos dimos cuenta solo cuando estábamos ante el Consejo de Estado. Todo el tiempo actuamos de buena fe”.

¿Cuáles son los temores de Isagén en este litigio?

“Está en juego más que la pérdida económica que tuvo Isagén: este tipo de irregularidades no se pueden permitir en la contratación de grandes obras de infraestructura. Estos



litigios los debe capitalizar el país y que los contratistas, especialmente los internacionales, sepan que en Colombia impera la ley y que prácticas contractuales indebidas no se permitirán”.

¿Cómo cuáles?

“Se debe poner fin a esa postura de algunos contratistas de estar reclamando absolutamente de todo sin justificaciones y enviar a tribunales (arbitramento) para ver si alguna resulta a favor. De hecho, en este caso se le concedió al consorcio una tercera parte de lo que pretendía”.

Si la Corte falla a favor de Isagén, ¿le preocupa que no le devuelvan la plata?

“Si es así, iniciaremos las acciones jurídicas que corresponda. Si la Corte no deja en firme el fallo del tribunal, lo primero es acudir al consorcio liderado por Odebrecht para que devuelva la plata. Lo justo es que retorne con intereses y otros cargos, pero serán instancias legales las que lo definan”.

**ODEBRECHT SE DEFIENDE Y GOBIERNO ACTÚA**

Odebrecht afirmó en un comunicado, el viernes pasado, que “las investigaciones en Brasil no afectan de ninguna manera las operaciones de la empresa en Colombia, ya que las operaciones en cada país son totalmente independientes”. Entre tanto, el Ministerio de Transporte elevó una consulta al Consejo de Estado para tener claridad en la interpretación de normas de contratación referidas al arresto del representante legal de una firma contratista, como lo es Odebrecht en vías y navegabilidad del río Magdalena.

Fuente: El Colombiano