

## EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Abril 10 de 2015

- **Multinacionales del petróleo dejaron ‘cuentas pendientes’ en Colombia**
- **La producción de petróleo en Colombia superó el millón de barriles en marzo**
- **Exxon y BP son blancos de acuerdos después de compra de BG por Shell**
- **Los otros pendientes de Echeverry en Ecopetrol**
- **EE.UU. se alza como el mayor productor de gas y crudo**
- **En 2017, gas natural tampoco alcanzaría para atender los hogares**

---

### EL TIEMPO

## En 2017, gas natural tampoco alcanzaría para atender los hogares

<http://www.eltiempo.com/economia/sectores/gas-natural-en-colombia-en-2017-tampoco-alcanzaria-para-atender-los-hogares/15544737>

Abril 9 de 2015

Piden ajustes para que con gas importado se atienda no solo la industria sino las viviendas.

“El país fue muy exitoso y ejemplo mundial de la masificación del gas natural; sin embargo, se le olvidó un detalle clave: generó demanda, pero se le olvidó que debía generar oferta”.

Con estas palabras resume Juan Guillermo Londoño, presidente de la generadora de energía Celsia, las hondas preocupaciones que hay en el sector eléctrico y térmico del país por el abastecimiento, a la vuelta de menos de dos años, del gas natural que el país necesita para cubrir todo el consumo que tendrán los sectores residencial e industrial y las plantas que utilizan este combustible para generar electricidad.

“Es un tema que me preocupa, y ahora nos dice la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme) que para el 2017 no hay gas, ya no solo para las termoeléctricas, sino para el consumo interno. Y que la planta de gas natural importado debe ser dedicada a suplir este consumo”, advirtió el directivo.

Según Londoño, esta situación que enfrenta el país en materia de abastecimiento futuro del combustible a un precio favorable para todos los consumidores revela que ha faltado una política para el sector, ya que si bien se han dado descubrimientos de nuevas reservas en regiones como Sucre, la velocidad para conectar estos campos puede no ser la suficiente para cubrir la demanda a tiempo.

De hecho, un documento reciente de la Upme sobre el balance de gas del país entre el 2015 y el 2023 confirma, en un escenario medio de oferta y de demanda, que es el más probable, “la necesidad urgente que tiene el país de la entrada de la planta de regasificación en la fecha definida (enero del 2017), con el fin de lograr el pleno abastecimiento de gas natural”.

En el mismo documento, esa entidad señala que si bien hoy esta planta está prevista para atender los requerimientos del sector térmico (como inicialmente se pensó y quedó aprobado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –Creg–), tendrán que darse las medidas regulatorias para que parte de la demanda nacional no térmica (industrial y residencial) se abastezca desde la planta de regasificación.

“De no disponerse de este esquema adicional de suministro al finalizar el año 2017, y de darse el escenario medio aquí planteado, el país se vería enfrentado a serios problemas en la atención de la demanda”, advierte el organismo en su reciente balance de gas 2015-2023.

Según la entidad, en este escenario habría un déficit de unos 95.000 millones de BTU (unidad británica de poder calórico) por día en el año 2023, faltante que podría adelantarse para el 2017 y ser mucho mayor, del orden de 140.000 millones de BTU por día, en caso de que haya una oferta baja y una demanda alta.

Además, según Londoño, hay una cantidad de pozos de 30 millones de pies cúbicos que se han venido descubriendo, pero ninguno tiene gasoducto para evacuar el energético hacia los centros de consumo.

“La provisión, la distribución y la formación del precio debe ser eficiente”, señaló el presidente de la generadora Celsia.

### Energía más cara

La preocupación del sector térmico radica, según Londoño, en que si bien la planta de regasificación se pensó como un sistema de respaldo, principalmente para las épocas de sequía extrema, con el nuevo escenario de suministro y al no crecer la oferta local, quienes usen este gas pagarán un precio sustancialmente mayor al previsto.

A la fecha, este gas cuesta entre 12 y 15 dólares por millón de BTU en los mercados internacionales, mientras en Colombia las centrales de generación térmica lo están pagando a 6 dólares por millón de BTU, cifra que de por sí es mayor a la de Perú, en donde, a través del campo Camisea, el Gobierno les vende a las térmicas a una tarifa de 1,5 dólares por millón de BTU, en cumplimiento de una política de subsidios.

“La competitividad del país no depende del sistema eléctrico como tal, sino del sistema del gas; en lo que está pobre el país en desarrollarlo más”, aseguró el presidente de Celsia.

Agrega que si se va a pasar de 6 a 14 dólares por millón de BTU, habrá efectos sobre el consumidor colombiano, algo que se les ha dicho a los gobiernos hace muchos años. “Colombia no ha tenido una política energética clara para el tema del gas”, insistió el directivo.

Según el ministro de Minas y Energía, Tomás González Estrada, todavía es incierto el nivel de precios que tenga el gas natural licuado (importado), cuando entre en operación la planta de regasificación en Cartagena.

En medio de esta situación y de la polémica entre industriales y generadores por el precio de la energía, Juan Guillermo Londoño, presidente de Celsia, dice que este dilema es una tontería, porque a ningún generador le conviene perder un cliente.

Pero, tras señalar que con un dólar caro a los industriales se los olvidó el precio de la energía, el directivo asegura que falta un trabajo entre generadores, industria y Gobierno, para desarrollar un esquema que, “estoy seguro, existe, y que permita buscar mayor claridad en las reglas de juego y una mayor competitividad en el precio de la energía”.

Venezuela ya ofreció exportar el producto

Una de las posibles salidas a la presión que enfrentará en los próximos años el abastecimiento de la demanda de gas natural a precios menores que el combustible importado es que se concrete la reversión de las exportaciones que Colombia le ha hecho a Venezuela, algo que podría darse en el 2016.

Según el ministro de Minas y Energía, Tomás González Estrada, el país vecino ofreció a partir del 2016 la exportación a Colombia de unos 40 millones de pies cúbicos de gas al día, aspecto en el cual se trabaja con la estatal Petróleos de Venezuela (PDVSA) a fin de materializar dicho ofrecimiento.

“Tenemos que concretar todas las condiciones para saber cuál es la disponibilidad real y cuánto es”, señala el funcionario.

Por lo pronto, sostiene que en este momento se necesita empujar en la Costa los trámites de los proyectos para poder llevar todo el gas de Sucre a Cartagena y Barranquilla, ya que hoy no hay trabas regulatorias.

Además, dice el Ministro, se les está dando todo el acompañamiento a los proyectos de transporte relacionados con la planta de regasificación en Cartagena.

Los superconsumos de gas de las centrales de generación térmica

El alto nivel de consumo de gas de las plantas térmicas, cuando son llamadas a generar energía en épocas muy secas o durante un fenómeno del Niño, evidencia la presión en la demanda que puede haber en el futuro.

Por ejemplo, solamente la central térmica Merieléctrica, operada por la generadora Celsia, que tiene una capacidad de 169 megavatios y que apenas representa el 1,2 por ciento de la energía firme del país, cuando está prendida consume en un día tanto gas como Medellín. Si a esto se suman otras centrales térmicas como Termobarranquilla (Tebsa) o Termoflores, cuyas capacidades son de 800 y 600 megavatios, respectivamente, la presión puede ser mayor para el consumo del energético.

El ministro de Minas y Energía, Tomás González, dice que se va a tener con qué atender la oferta, pero reconoce que este año y el 2016 serán complejos, pues será necesario empujar al máximo los proyectos para conectar los campos de gas de Sucre, con el fin de que tengan abastecida a Cartagena y a Barranquilla, ciudades donde hay una gran demanda industrial de gas, en medio de la declinación progresiva de los campos de Chuchupa y Ballenas (La Guajira) y de la imposibilidad de abastecer el mercado de la Costa con gas del interior, ante la ausencia de gasoductos.

De acuerdo con Ricardo Roa Barragán, presidente de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), firma que controla la Transportadora de Gas Internacional (TGI), hoy físicamente la atención de la demanda de gas tiene un cuello de botella en el gasoducto Cusiana-Apiay, línea por donde está pasando todo el gas que la red está en capacidad de mover, que es de 250 millones de pies cúbicos al día.

“Pasar más volumen implica construir otro gasoducto con inversiones altísimas, lo que hace más fácil y rentable la planta de regasificación en Buenaventura que tener un tubo para mandar más gas desde Cusiana”, señala.

A través de TGI se le ha insistido al Gobierno sobre esta planta, que incluye la construcción de un gasoducto de 150 kilómetros, para entrar unos 350 millones pies cúbicos al día y así darles confiabilidad a las térmicas del sur del país.

De hecho, las proyecciones de la Upme muestran que, en el sector industrial, que representa el 26 por ciento del requerimiento nacional de gas natural, la demanda de la Costa seguirá siendo la de mayor dinámica, con tasas de crecimiento promedio del 2,18 por ciento anual entre el 2015 y el 2028.

A esto se suma que en esta región el sector petroquímico cobrará más importancia, pues el arranque de Reficar implicará un aumento del consumo de gas de 15.000 millones de BTU por día a 85.000 millones de BTU por día.

Fuente: El Tiempo

## Multinacionales del petróleo dejaron ‘cuentas pendientes’ en Colombia

<http://www.radiosantafe.com/2015/04/09/multinacionales-del-petroleo-dejaron-cuentas-pendientes-en-colombia/>

Abril 9 de 2015

En una auditoría, correspondiente a la vigencia 2013 y finalizada en diciembre de 2014, la Contraloría General de la República evaluó la gestión de Ecopetrol relacionada principalmente con la producción y desarrollo de los campos Cupiagua y Cupiagua Sur, Teca-Cocorná y Palagua-Caipal.

La CGR detectó debilidades en los mecanismos de control establecidos para que Ecopetrol recibiera los campos Cupiagua y Palagua, al terminar los respectivos contratos de asociación.

El organismo de control estableció 9 hallazgos fiscales por \$16.500 millones en esta auditoría. En total, la CGR determinó 97 hallazgos administrativos, de los cuales 24 tienen alcance disciplinario.

### El caso Cupiagua

Según la Contraloría, Ecopetrol incurrió en un presunto daño patrimonial por valor de US\$5.514.852, equivalentes a \$9.443 millones, por omisión y falta de previsión al momento de firmar el acta de terminación del contrato de Asociación Santiago de las Atalayas.

El pozo Cupiagua XW37 no se encontraba en condiciones mecánicas adecuadas y la empresa debió incurrir en gastos por el monto señalado para solucionar una situación que debió atender en su momento el operador que entregó el pozo así (la compañía BP). Para la recuperación de este pozo (de un cable y herramienta que impedían acceso al mismo), Ecopetrol se vio precisado a realizar contrataciones con compañías como Petrotiger Slick Line, Petrotiger Well Testing, Nalco y Weatherford, entre otras.

### Gastos por recuperación ambiental en el campo Palagua

Se encontró también que ha faltado control y seguimiento por parte de Ecopetrol en el caso del campo Palagua, que durante el contrato de asociación era operado por la compañía Texas Petroleum Company.

Ecopetrol ha tenido que asumir el proceso de recuperación de impactos ambientales acumulativos por \$7.483,7 millones desde el año 2005 al 2013, sin que se haya responsabilizado a la empresa extranjera de la recuperación de las situaciones que originó durante el contrato de concesión (antiguas piscinas que deben cerrarse y darles tratamiento final, así como tubería sin dismantelar).

Lo anteriormente descrito puede estar originando contaminación de suelos y aguas subterráneas por infiltración, advirtió la CGR.

#### Compra de tubería sin actualizar Plan de Manejo Ambiental

Al analizar el Contrato de Producción Incremental del campo Palagua-Caipal, y visitar el mismo, la CGR verificó que Ecopetrol y su Asociada Unión Temporal IJP destinaron partidas por \$1.244 millones para adquirir 9.200 metros de tubería de 8 pulgadas con el objeto de utilizarla en un nuevo trazado del oleoducto Palagua-Vasconia.

Sin embargo, este material no se ha utilizado por cuanto no se ha actualizado el Plan de Manejo Ambiental para este proyecto que ha exigido la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA y actualmente se encuentra apilado y expuesto no solo al deterioro físico y material sino a factores exógenos que comprometen su integridad.

Para la CGR, tales factores, junto a su inutilidad actual, aceleran su depreciación como activo de la compañía estatal, hecho que podría resultar lesivo a los intereses patrimoniales del Estado.

#### Menoscabo patrimonial por pagar licencia de tecnología que no se uso

En relación con el proyecto de “Estabilización de Condensados Cupiagua Etapas 1 y 2”, en ejecución, la Contraloría determinó que hay un fallido antecedente del mismo: la segunda etapa del proyecto Planta de Gas Cupiagua con la implementación de la tecnología Ortloff, que derivó en una gestión antieconómica por parte de Ecopetrol.

De acuerdo al contrato 5205048 del 22 de mayo de 2009, la empresa pagó \$4.660 millones a la Compañía UOP CLL por los acuerdos de licencia de dicha tecnología y finalmente no hizo uso de esta, dado que a finales de ese mismo año se decidió no continuar la segunda fase del Proyecto al verificar que no existía mercado para la comercialización del GLP.

Para la CGR, el proyecto Estabilización de Condensados que actualmente desarrolla Ecopetrol, hace inviable e inejecutable la segunda etapa del proyecto Planta de Gas Cupiagua, donde se pretendía implementar la tecnología Ortloff.

Este segundo proyecto, señala el informe de auditoría, “no tuvo estudio preliminar serio y adecuado para detectar que no existía mercado para la comercialización de GLP, comprometiendo los recursos para la adquisición de la tecnología Ortloff y sus licencias, con lo que se da la certeza de un daño que menoscaba y lesiona los intereses patrimoniales del Estado”.

#### Incidentes ambientales en el campo Teca-Cocorná

En verificación realizada por la CGR al campo Teca-Cocorná se evidenció que entre los años 2012, 2013 y a septiembre de 2014, Ecopetrol S.A. ha reportado 66 incidentes ambientales por causa operacional, lo cual representó 86,62 barriles derramados,

situación que obedece a problemas de corrosión externa e interna de líneas de flujo, fallas operacionales, de válvulas y equipos.

El costo de la atención de estos incidentes y la recuperación de las áreas afectadas en los años indicados implicó una afectación a los recursos naturales y al patrimonio estatal en cuantía de \$561,65 millones. En ninguno de los eventos hubo caso fortuito y/o fuerza mayor, por lo que se trató de situaciones plenamente previsibles, consideró la CGR.

**Dependencia operativa de terceros**

El análisis de la Contraloría sobre los campos donde se centró la auditoría indica que hoy se está dando una dependencia operativa de terceros, que contradice que Ecopetrol opere al 100% tanto el área Cupiagua-Cupiagua sur como Teca-Cocorná.

Para la Contraloría, “su dependencia de alianzas, sinergias y contratos operaciones es total para la sostenibilidad de cada área recibida”.

De igual manera, se observó una dependencia total en los contratos de producción incremental como el suscrito para la explotación del área Palagua-Caipal, “cuyo equilibrio se está viendo amenazado por el precio actual del barril de petróleo, puesto que Ecopetrol tendría que asumir inversiones anticipadamente hasta en un 25% por los próximos años, a raíz de la disminución del precio WTI”. \*

De esta manera, sostiene la Contraloría, se está desestimando la naturaleza del Contrato de Producción Incremental por cuanto su fin es que la inversión en el área sea 100% del socio.

“En iguales condiciones podrían estar diferentes Contratos de Producción Incremental, no solo para la Regional Central sino para los campos en los departamentos del Huila y Tolima y en general en otras regiones del país, impactando de manera antieconómica la gestión de Ecopetrol S.A”.

Fuente: Radio Santa Fe

**EL  
ECONOMISTA**

## **La producción de petróleo en Colombia superó el millón de barriles en marzo**

<http://www.economista.net/2015/04/07/la-produccion-de-petroleo-en-colombia-supero-el-millon-de-barriles-en-marzo>

Abril 7 de 2015

La producción de petróleo en Colombia llegó en marzo pasado a 1,021,000 barriles diarios, un incremento del 4.2 % con respecto al mismo mes de 2014, cuando se reportaron 979,000 barriles producidos, informó hoy el Ministerio de Minas y Energía.

El despacho ministerial indicó en un comunicado que con ese resultado el país completó seis meses continuos de producir más de un millón de barriles diarios de petróleo.

"Continuar con una producción superior al millón de barriles significa seguir generando los recursos para los proyectos de educación e infraestructura que todos los colombianos necesitan", afirmó el ministro de Minas y Energía, Tomás González Estrada.

La información señaló que la cifra preliminar de producción promedio de gas en marzo pasado alcanzó los 1.049 millones de pies cúbicos por día (MPCD).

Este valor "es menor en 7,2 % al de marzo de 2014, mes en el que se llegó a 1.131 MPCD", explicó el ministerio y señaló que el resultado "refleja la constante fluctuación en el comportamiento de la demanda tanto en los campos de Chuchupa y Riohacha como en los campos Cusiana, Floreña y Pauto".

Fuente: El Economista. Centro América



## **Exxon y BP son blancos de acuerdos después de compra de BG por Shell**

[http://www.larepublica.co/exxon-y-bp-son-blancos-de-acuerdos-despu%C3%A9s-de-compra-de-bg-por-shell\\_241171](http://www.larepublica.co/exxon-y-bp-son-blancos-de-acuerdos-despu%C3%A9s-de-compra-de-bg-por-shell_241171)

Abril 9 de 2015

Washington\_ Ahora que Royal Dutch Shell Plc hizo su jugada por BG Group Plc, Exxon Mobil Corp. y BP Plc podrían considerar acuerdos –quizás entre sí.

Las conjeturas relativas a una combinación Exxon-BP afloraron el año pasado cuando los precios del petróleo cayeron abruptamente, aumentando el atractivo de las grandes fusiones que producirían enormes ahorros en costos. BP dejó atrás en gran medida el pantano legal que rodeó el derrame de 2010 en el Golfo de México. No obstante, la empresa con un valor de US\$124.000 millones continúa siendo uno de los grandes productores más baratos en relación a la ganancia estimada, según datos recopilados por Bloomberg.

Hay, naturalmente, otros objetivos para Exxon y BP que se han vuelto menos costosos en los últimos meses. Anadarko Petroleum Corp., Cabot Oil Gas Corp., Pioneer Natural Resources Co., Occidental Petroleum Corp. y Tullow Oil Plc son algunas de las empresas que avanzaron a los primeros puestos en las listas de los analistas. Sus valores de mercado



van desde los US\$4.200 millones en el caso de Tullow hasta US\$59.000 millones en el de Occidental. Exxon está valorizada en US\$353.000 millones.

La caída del petróleo a fines de los años 1990 desató un auge de las fusiones. BP fue una de las que dio el puntapié inicial cuando anunció planes de comprar Amoco Corp. Exxon y Chevron Corp. también firmaron acuerdos en ese momento. Si los precios se mantuvieran deprimidos, la historia podría repetirse.

#### Movida de ajedrez

“Existe la posibilidad de una situación de precios más bajos por más tiempo en lo que al petróleo respecta, lo cual indica que las más grandes deberían al menos estar estudiando el manual que usaron al final del siglo pasado”, dijo Eric Gordon, analista de energía con sede en Baltimore en Brown Advisory, que administra US\$52.000 millones. “En realidad hay que dedicar tiempo a pensar no sólo la próxima movida de ajedrez, sino dos o tres movidas más”.

BP tiene, quizá, más probabilidades de volcarse a una ola de compras que a venderse debido a que su cartera es deficiente, dijo Aneek Haq, analista en Exane BNP Paribas con sede en Londres. Además de los objetivos estadounidenses de roca de esquistos, Galp Energia SGPS SA puede llegar a atraer el interés de compradores porque, al igual que BG, ofrece acceso a activos petrolíferos en Brasil, dijo. Galp con sede en Lisboa tiene un valor de mercado de unos US\$10.000 millones.

Para el resto de las grandes petroleras, la compra de BG por parte de Shell “aumenta la presión para hacer una adquisición”, dijo Haq en una entrevista telefónica. “Probablemente sólo signifique que se apresurarán a ver lo que hay con más atención que antes”.

Los blancos potenciales pedirán probablemente ofertas en base a un precio más alto del petróleo, lo cual podría dificultar que se realicen acuerdos en valorizaciones que de todos modos son atractivas para los compradores, dijo Gordon de Brown Advisory. El crudo Brent llegó a caer hasta US\$45,19 el barril en enero, en comparación con un precio superior a US\$115 en junio pasado. Shell dijo que su acuerdo se fundamentó en un precio del petróleo de US\$75 el barril en 2017 y luego US\$90 hasta 2020.

Fuente: La República

## Los otros pendientes de Echeverry en Ecopetrol

<http://www.elcolombiano.com/negocios/empresas/los-otros-pendientes-de-echeverry-en-ecopetrol-KL1683936>

Abril 10 de 2015

La actual coyuntura de bajos precios del petróleo obliga a Ecopetrol a cuidar cada peso que recibe y gasta. Por eso su nuevo presidente, Juan Carlos Echeverry tiene sobre su escritorio cinco temas prioritarios: aplicar medidas adicionales para asegurar la caja necesaria; abaratar la deuda en dólares; mantener los niveles de producción; traducir en más ingresos mejoras en refinación y transporte; y afianzar la exploración en el exterior con la filial Ecopetrol América Inc.

A todos esos temas debe apuntar Echeverry en el corto plazo en esta nueva era de austeridad y eficiencia, que no solo pasa por fijar un nuevo plan estratégico a 2030, que se conocerá en próximos días, o definir el modo de operar Campo Rubiales, una vez lo entregue Pacific, a mediados de 2016.

Si la estrategia de largo plazo contempla concentrarse en los segmentos del negocio que más generan valor, y no solo en metas volumétricas de producción de barriles de petróleo, por ahora hay que apretarse el cinturón y sobreponerse a condiciones adversas de precios y una mayor carga tributaria. Solo así podrá preservarse la rentabilidad para los 392 mil accionistas que tiene la petrolera, además de la Nación, en cabeza del Ministerio de Hacienda.

A la sonada reducción en 26 por ciento del plan de inversiones, fijado 7.860 millones de dólares y reducir costos y gastos fijos en 3.565 millones, se le suma ahora el desafío de reducir costos y gastos fijos en un 30 por ciento, optimizar en 25 por ciento las estrategias comerciales y terminar de conseguir los recursos para el presupuesto de 2015.

El predecesor de Echeverry, Javier Gutiérrez Pemberthy, despejó el camino para que Ecopetrol venda en próximos meses sus participaciones minoritarias en la Empresa de Energía de Bogotá (EEB, 6,78 por ciento), en Interconexión Eléctrica S.A. (ISA, 5,3 por ciento) y en la distribuidora de gas Invercolsa (43 por ciento). Además Ecopetrol obtuvo un crédito con ocho bancos por 1.925 millones de dólares, en febrero pasado. Pero eso pone un mayor acento sobre lo que ya es una preocupación de los pequeños accionistas: que Ecopetrol salga a aumentar su deuda en dólares, cuando hay una devaluación del peso y la mayor parte de ese pasivo esté en la divisa estadounidense. De hecho, al cierre de 2014 ascendió a un 18 por ciento de los activos (9.128 millones de dólares o unos 21 billones de pesos).

Si bien Ecopetrol tiene solidez financiera y calificación crediticia de grado de inversión, en las actuales condiciones deberá buscar mejorar el perfil de su deuda, luego de quitarse la

“camisa de fuerza” de tener que distribuir, como mínimo, el 70 por ciento de sus utilidades, lo que implicaba endeudarse más para sus inversiones (ver recuadro).

También Echeverry tendrá que asegurar en tiempos de vacas flacas las inversiones requeridas en tecnología para aumentar el llamado factor de recobro. Eso es que hoy, en promedio, Ecopetrol extrae el 18 por ciento de los 53.300 millones de barriles de aceite original en sus reservas y la meta es que el indicador suba a 23 por ciento para 2020.

En todo caso, luego de varios retrasos, cae bien para este momento que la Refinería de Cartagena opere plenamente a partir de septiembre, según lo dicho por Echeverry. Así Ecopetrol podrá fabricar derivados del petróleo de mayor valor y reducir la importación de combustibles.

Por último, una apuesta de futuro está en los avances exploratorios de Ecopetrol América Inc., filial en Houston (Texas), para lo que Echeverry deberá afianzar un equipo élite que logre cumplir que la producción de cinco mil barriles diarios en el Golfo de México pase a, por lo menos, 20 mil barriles en 2016.

#### AJUSTES AL PATRIMONIO DE ECOPETROL

La asamblea de accionistas de Ecopetrol autorizó una capitalización para fortalecer el patrimonio de la compañía y levantar la restricción de tener que distribuir más del 70% de las utilidades netas anuales como dividendos entre los accionistas. Se trasladaron \$14,7 billones de lo acumulado en el fondo de reservas ocasionales hacia el capital social de la compañía que asciende de \$10,27 billones a \$25,3 billones. Esto fortalece la perspectiva financiera de la compañía, le da más sostenibilidad y hace más consistente la estructura patrimonial, según Roberto Steiner, representante de los accionistas minoritarios en la junta de Ecopetrol.

Fuente: El Colombiano



## **EE.UU. se alza como el mayor productor de gas y crudo**

[http://www.larepublica.co/eeuu-se-alza-como-el-mayor-productor-de-gas-y-crudo\\_241461](http://www.larepublica.co/eeuu-se-alza-como-el-mayor-productor-de-gas-y-crudo_241461)

Abril 10 de 2015

Santiago de Chile\_ Lograr el liderazgo en el campo de los hidrocarburos siempre ha sido un reto, pero Estados Unidos superó la prueba una vez más en 2014 aventajando a Arabia Saudita, en cuanto a producción de petróleo, y a Rusia, en cuanto a la de gas natural.

Sumando las extracciones de ambos combustibles fósiles, los estadounidenses llevan dominando este mercado desde 2012 cuando sobrepasaron a Rusia que tradicionalmente ocupaba el primer puesto gracias a su gran potencia gasística.

Estados Unidos extrajo 3.200 millones de barriles de crudo el año pasado, cerca de 500 millones más que en 2013. La industria petrolífera del país llegó a niveles que no se alcanzaban desde 1986 y aumentó su ritmo de producción a pesar de que los precios del crudo cayesen casi 50% en ese periodo. Desde el Departamento de Energía del Gobierno norteamericano han querido aclarar que “esta caída de los precios no tuvo inicialmente un impacto negativo en la producción de crudo, pero en 2015 sí que está afectando y se está reduciendo”.

Por tanto, es difícil que los americanos mantengan su puesto teniendo en cuenta que Arabia Saudí no sólo no ha bajado su producción a pesar de esta ‘crisis’ de los precios, sino que ha reaccionado aumentando las extracciones hasta los 10,3 millones de barriles al día según los últimos datos que ha proporcionado Ali-Al Naimi, ministro de Petróleo del país.

#### La importancia del Fracking

La razón fundamental del liderazgo estadounidense en este campo hay que buscarla en el fracking. El boom de esta controvertida técnica logró que el país multiplicara la producción de crudo en Dakota del Norte y Texas y la de gas natural en Pennsylvania y otros Estados del este.

A pesar de los sustanciosos frutos que está dando el fracking, la Administración estadounidense, consciente del riesgo que conlleva, ha impuesto el mes pasado unas estrictas reglas para el desarrollo de los pozos que empleen este método en el país, que actualmente suponen 90% del total.

Las compañías que opten por la fracturación hidráulica deberán informar detalladamente sobre el lugar de la perforación, su profundidad y la cantidad de fluido que va a usarse a la autoridad competente (que, en este caso es la Oficina de Manejo de la Tierra).

Fuente: La República