

EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

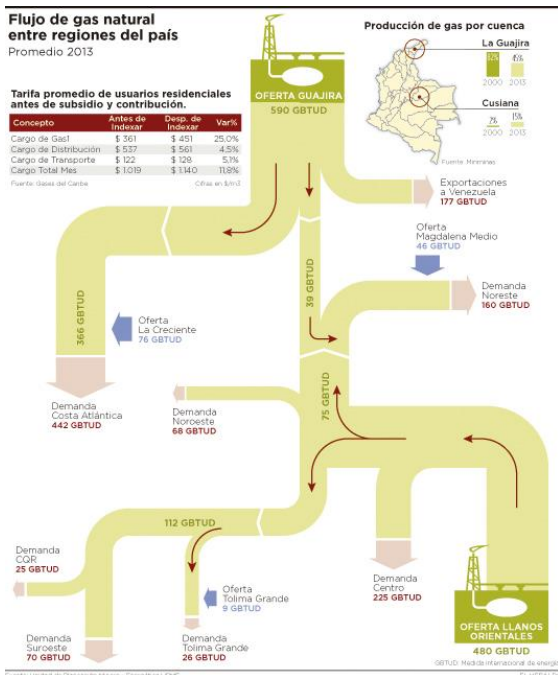
Diciembre 09 de 2014

- El gas, un negocio que mueve \$23 billones diarios en el país
- Resumen del año: Estatales dejarán \$11,7 billones de dividendos al erario
- El fracking, en medio de las críticas y las certezas
- El mercado, y no la Opep, establecerá el precio justo del petróleo: funcionario EAU
- Estados Unidos redujo 62,27% sus compras de crudo al exterior en los últimos 8 años
- Anuncian protestas por precios del gas en el Caribe
- Colombia no cumplirá la meta del millón de barriles diarios: ACP

EL HERALDO

El gas, un negocio que mueve \$23 billones diarios en el país

<http://www.elheraldo.co/economia/el-gas-un-negocio-que-mueve-23-billones-diarios-en-el-pais-176740>



Informe sobre la cadena de producción y comercialización de un producto esencial para millones de personas.

Detrás de la factura de gas que llega a cada hogar o establecimiento comercial hay un proceso complejo, que comienza con la extracción en los yacimientos. De esta cadena también hacen parte el suministro, transporte, distribución y aplicación del cargo fijo.

La industria del gas en el país mueve, aproximadamente, USD10.000 millones diarios. El cálculo, presentado por la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgás), se explica por los “1.000 millones de BTU (medida internacional de energía) de



consumo diario en Colombia, multiplicados por el precio promedio cada BTU, que está en USD10, en una mezcla de hogares, térmicas, vehículos, entre otros”, afirma Eduardo Pizano, su presidente.

Pizano asegura que el dato cubre las ventas externas, pues “de los 1.000 millones de BTU, se están exportando 80” y el resto es para el consumo nacional.

Aunque la cifra pueda parecer astronómica, el dirigente indicó como ejemplo que “solo el Grupo Argos tiene un consumo muy similar al de toda la ciudad de Bogotá”, capital que según el Dane cuenta con 7,6 millones de habitantes. Señaló que, del consumo nacional, “aproximadamente, una cuarta parte” puede ser para el Caribe.

En la cadena

En la Costa, dentro de un mercado primario de comercialización, hay tres grandes productores: Ecopetrol y Chevron, que tienen el 67% y el 33%, respectivamente, del gas natural en los campos Ballena y Chuchupa, localizados en La Guajira. Este bloque produce alrededor de 590 millones de pies cúbicos en el día. Y Pacific Rubiales, que tiene campamentos de gas natural en el municipio de San Marcos, Sucre, con el pozo La Creciente, que produce cerca de 70 millones de pies cúbicos en el día.

En cuanto a la distribución, existen cuatro firmas: Gases del Caribe, que atiende a Atlántico, Magdalena e, indirectamente, a Cesar; Surtigas, que atiende a Bolívar, Sucre y Córdoba; Gas Nacer, que brinda el servicio a algunas poblaciones del sur de Cesar, y Gases de La Guajira.

La cadena empieza con la extracción del gas en boca de pozo. Las empresas encargadas de prestar el servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes domiciliarias negocian la compra de gas con los productores, un proceso denominado suministro.

La compra de gas para el mercado regulado se hace bajo un contrato de largo plazo y en firme –suministro garantizado-, por la obligación que tienen los distribuidores de darle continuidad al servicio.

El precio pactado se indexa año a año con la variación del precio de los contratos a corto plazo, y la compra se transa en dólares por millón de BTU.

Después de efectuada la transacción entre compradores y productores, el gas debe ser transportado a la city gate (puerta de ciudad), que es la estación receptora, en la ciudad en donde el distribuidor presta el servicio.

El transportador es la entidad contratante o sus cesionarios y en el Caribe están Promigas S.A., Transoriente S.A. y Progasur S.A, que “permiten el acceso a las tuberías de su propiedad y a los sistemas de almacenamiento, a cualquier productor, comercializador, distribuidor, y en general a cualquier usuario que lo solicite”, según la Creg.

Desde la entrada del gas a la city gate, la distribuidora, a través de tuberías propias transporta el hidrocarburo a los usuarios por medio de la red del gasoducto urbano. De acuerdo con Alberto Caparroso, director de Comercialización en Gases del Caribe, de los componentes que se cobran en el recibo, suministro y transporte corresponden al recaudo que hace la empresa para pagar a los productores y transportadores, y la distribución representa “el verdadero ingreso de la compañía”, expresó.

Mientras que el precio del suministro es pactado en la negociación, los precios de transporte y de distribución son regulados por el Estado, “hay unas tarifas publicadas por la Creg”.

Para determinar el volumen de gas que se negociará para el mercado regulado (residencias y comercio), Caparroso dice que compra el pico máximo de la demanda del año anterior, más un pronóstico de los nuevos usuarios que “esperan conectar”. La factura de gas que le genere el productor es dividida entre el volumen que consumieron “realmente” los usuarios. “Si yo compré 27 millones de metros cúbicos y los usuarios consumieron la totalidad de estos, entonces yo le cobro a los usuarios un peso por metro cúbico”, dijo.

Lo mismo se aplica a la factura del transporte, “se divide el valor del recibo entre el volumen que consumieron los usuarios”.

En cuanto a la distribución, la empresa prepara un expediente con las inversiones y gastos y las proyecciones de volúmenes de venta, y con base a eso la Creg fija, a través de una resolución, una tarifa que puede cobrar un distribuidor. La tarifa tiene un componente adicional, denominado cargo fijo, que se cobra en cada factura y en donde se incluyen los costos operativos de la empresa.

Impacto de transar en dólares

La tarifa de suministro y del transporte se transa en dólares por millón de BTU, la de distribución y el cargo fijo, en pesos, “por eso es que el dólar afecta la tarifa final del precio que paga el usuario”, afirmó Caparroso.

Amylkar Acosta, exministro de Minas, dijo que, dado que el precio ponderado del gas, entregado por los productores al Sistema Nacional de Transporte (SNT), se transa en dólares, “el efecto neto sobre el precio sobrepasaría el 40%, al tiempo que el aumento en la tarifa para consumo domiciliario se estima en el 16% y para el industrial del 10%”, si se tiene en cuenta la devaluación del peso.

Fuente: El Heraldo. Barranquilla



Resumen del año: Estatales dejarán \$11,7 billones de dividendos al erario

http://www.larepublica.co/resumen-del-a%C3%B1o-estatales-dejar%C3%A1n-117-billones-de-dividendos-al-erario_200026



Seis empresas con una alta participación accionaria del Estado le dejarán a este \$11,7 billones en ingresos por su actividad en 2013. El Grupo Empresas Públicas de Medellín (EPM), la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), la Empresa de Acueducto de Bogotá (Eaab), Ecopetrol, Isagen e Interconexión

Eléctrica S.A (ISA) son las compañías que han reportado hasta el momento y que dejarán ganancias producto de sus resultados positivos.

Seis empresas con una alta participación accionaria del Estado le dejarán a este \$11,7 billones en ingresos por su actividad en 2013. El Grupo Empresas Públicas de Medellín (EPM), la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), la Empresa de Acueducto de Bogotá (Eaab), Ecopetrol, Isagen e Interconexión Eléctrica S.A (ISA) son las compañías que han reportado hasta el momento y que dejarán ganancias producto de sus resultados positivos.

Mientras que las tres primeras girarán parte de sus utilidades a las ciudades de Bogotá y Medellín, las tres últimas lo harán a la Nación.

Las utilidades netas de estas compañías suman \$16,7 billones, lo que representa \$6 billones más de lo reportado por 31 firmas privadas que han informado sus resultados a la Superintendencia Financiera hasta el momento.

Esta cifra resulta de calcular lo que le corresponde al Estado, Distrito o municipio del proyecto de distribución de utilidades, de acuerdo a la participación que tiene en cada compañía.

Según César Corredor, director de economía de la Universidad de La Salle esto “implica un buen momento en general de la economía y muestra que se genera crecimiento tanto en empresas privadas como las estatales, no es solo una buena noticia para el Gobierno, sino en para la economía en general”.

Corredor agregó que la Nación recibirá mayores ingresos por sus participaciones. “Implica que la mayoría de las utilidades se pueden destinar al presupuesto nacional, supone una relajación gracias a los ingresos adicionales para el presupuesto. Por eso, las necesidades de financiamiento del Gobierno pueden ser menores. Todo esto deriva en dos temas: menores necesidades de recaudo en impuesto y de endeudarse. Con esto, si hay mayores utilidades, no hay tanta necesidad para que salga a financiarse”.

Ecopetrol es la compañía que más ganancias le dejará al estado, pues llegó a \$9,46 billones. Según la propuesta aprobada por la Junta Directiva, Ecopetrol distribuiría un total de \$10,69 billones en dividendos. El Gobierno Nacional, que es el principal accionista, recibiría \$9,46 billones, mientras que los minoritarios tendrían \$1,23 billones.

La segunda en la lista es EPM, que en un comunicado del 25 de febrero informó que “el Municipio de Medellín recibirá este año \$1,01 billones por concepto de transferencias ordinarias y extraordinarias”. El grupo registró \$1,6 billones de utilidades en el ejercicio de 2013 e ingresos operacionales de \$12,5 billones.

La EEB le dejaría a la Alcaldía de Bogotá, que tiene una participación de 76,28% en la compañía, una ganancia de \$449.986 millones, pues distribuirá \$590.533 millones de las utilidades netas registradas, que ascendieron a \$843.560 millones.

Isagen espera repartir \$194.833 millones entre sus accionistas, grupo que está compuesto por el Ministerio de Hacienda y Crédito Pública, que cuenta con una participación mayoritaria de 57,66% y que está en proceso de enajenación. Este porcentaje le significará al Estado ganancias de \$112.223 millones.

Fuente: La República

ELNUEVODía

El fracking, en medio de las críticas y las certezas

<http://www.elnuevodia.com.co/nuevodia/especiales/sucesos/240688-el-fracking-en-medio-de-las-criticas-y-las-certezas>

Entre el Oriente y el Norte del Tolima se encuentran tres de los siete contratos que existen hasta ahora en Colombia, para la exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburos.

El Departamento podría convertirse en 2015 en una de las primeras regiones del país donde se inicie el proceso para la extracción de hidrocarburos mediante la aplicación de fracturación hidráulica, tecnología conocida como fracking.

Hace más de dos años, durante la Ronda Colombia 2012 efectuada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se asignaron seis bloques para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales en el país.

Tres de esas seis áreas, en las que las gigantes Ecopetrol y ExxonMobil adelantan estudios, para de manera posterior solicitar licencias de exploración, se encuentran en el Oriente y Norte del Departamento.

El primero es el de la cuenca Valle Medio del Magdalena (Bloque VMM 16), que tiene como contratista a Ecopetrol y que incluye territorios del Norte del Tolima, de Caldas y Antioquia:

De acuerdo con información del diario la República, se calcula que la inversión allí podría alcanzar los 148 millones de dólares, incluyendo costos de exploración y otros adicionales.

La segunda área es la de la Cordillera (Bloque Cor 62), que tiene como contratistas a Ecopetrol y ExxonMobil, mediante una Unión Temporal.

Se ubica en el Oriente del Tolima, en la zona se calcula una inversión estimada de 143 millones de dólares de acuerdo con la fuente citada.

Por último, está el bloque Valle Medio del Magdalena (VMM 29), que también tiene a Ecopetrol y ExxonMobil como contratistas. Está ubicado en el Nororiente del Tolima e incluye territorios de Cundinamarca. La inversión allí podría alcanzar los 157 millones de dólares.

Por ahora, ninguna de las dos petroleras multinacionales han solicitado licencias para exploración, solo efectúan estudios.

En los próximos meses deberán llevar a cabo las consultas previas con las comunidades antes de iniciar el proceso de licenciamiento ambiental. El plazo para ese proceso que ha sido otorgado por la ANH es de un año.

¿Qué es el fracking?

Se trata de una tecnología usada para movilizar los hidrocarburos atrapados en formaciones rocosas poco permeables y poco porosas, diferente a los atrapados en yacimientos convencionales, que se caracterizan por contar con una estructura de roca muy permeable, fácil de explorar y explotar.

En términos simples, el fracking consiste en inyectar en esas formaciones, a alta presión, una mezcla conformada por un 95 por ciento de agua, un cuatro por ciento de arena y un uno por ciento de aditivos químicos.

La presión del agua genera fisuras en la roca del grosor de un cabello. A su vez, la arena inyectada con el agua ingresa en las fisuras para evitar que vuelvan a cerrarse, lo cual permite el flujo del hidrocarburo hasta la superficie.

Los aditivos químicos que se usan, facilitan que el agua entre con presión en la roca que se fractura a miles de metros en el suelo.

Dependiendo del método y de la regulación de cada país donde se aplica el fracking, el agua usada se almacena en piscinas o tanques en la superficie, o en otros casos, se reinyecta.

Contraloría se ha opuesto

Gabriel Vallejo López, ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible, informó durante el Foro 'Preguntas y respuestas del Fracking', adelantado la semana anterior en Bogotá por la ANH y la revista Semana, que sobre su escritorio no existe por ahora ninguna solicitud.

“En la actualidad, a hoy, no existe una sola solicitud formal de exploración de yacimientos no convencionales.

“Y si en su momento se efectúa su solicitud se revisará si está cumpliendo con los requisitos para ese proceso de exploración de yacimientos no convencionales”, afirmó el funcionario.

Los requisitos corresponden a la resolución 90341 del 27 de marzo de 2014 que establece los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

“Yo tengo la convicción de que ha habido un proceso técnicamente laborado con más de dos años de análisis”, indicó el funcionario en relación al documento.

Sin embargo, para muchos la reglamentación se queda corta y le falta claridad en los asuntos relacionados con el cuidado del agua y la distancia que debe existir entre los pozos y las poblaciones.

De hecho, el pasado 14 de noviembre la Contraloría llevó a cabo un control de advertencia a los ministerios de Minas y Ambiente, y a la ANH.

Según ese ente, el “programa de gestión del conocimiento”, con el que el Gobierno analizó la viabilidad de esa práctica en el país, tiene “insuficiencias en la generación y uso de conocimiento geológico y ambiental local y de las regiones del país”.

Ese programa, que abrió el camino para establecer el marco normativo, incluyó estudios técnicos, talleres y reuniones con expertos internacionales de EE.UU. y Canadá, países líderes en la producción de yacimientos no convencionales.

Urgencia

El Gobierno nacional señala que el fracking es una tecnología que le permitirá a Colombia triplicar sus niveles de producción y reservas de petróleo y gas, que según estimaciones, se agotarían en menos de siete años.

Y ponen de ejemplo “el giro al mercado energético” ocurrido en EE.UU. y Canadá, países que “han encontrado una oportunidad de seguridad energética y de potencial exportación de hidrocarburos”, según la ANH.

Y se resalta que un estudio adelantado por la Agencia de Administración de la Información Energética de los Estados Unidos, señala a Colombia como el tercer país de Sur América con mayor potencial de yacimientos no convencionales.

La investigación indica que los recursos con los que podría contar el país en ese tipo de yacimientos estaría por el orden de los seis mil 800 millones de barriles de petróleo y 55 tera pies cúbicos de gas natural.

Son “volúmenes muy importantes si se comparan con las reservas probadas calculadas a diciembre de 2013 que ascienden a dos mil 445 millones de barriles de petróleo y 5.5 tera pies cúbicos de gas natural”, indica un documento de la ANH.

A esas estimaciones, se suma la situación actual del precio internacional del petróleo, que presiona la búsqueda de nuevas alternativas de extracción de hidrocarburos.

La Asociación Colombiana del Petróleo, ACP, advirtió que la decisión de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, Opep, de mantener su nivel de producción en 30 millones de barriles diarios, tendrá “un impacto en las finanzas públicas del país”.

En esa misma línea, en su boletín “Macro Fiscal” emitido la semana anterior, la Contraloría General de la República asegura que “con el descenso en los precios del petróleo y el

aumento del precio del dólar, el futuro de los ingresos de la Nación no tiene las mejores perspectivas”.

Un alto costo

En contraste con las necesidades del país en materia energética y de la idea de enfrentar la pobreza con su aplicación, los detractores del fracking dicen que los costos ambientales de aplicarlo es muy alto.

En 2012, época en la cual Juan Gabriel Uribe era ministro de Medio Ambiente, la Contraloría emitió una advertencia para ese Ministerio y la Agencia Nacional de Licencias Ambientales acerca de los riesgos que podría generar.

El fracking ha sido prohibido en Alemania y Francia. En Australia está en moratoria y República Checa y Bulgaria suspendieron las operaciones de explotación mientras evalúan los daños que estas puedan causar.

Asimismo, es una realidad que su aplicación no solo requiere grandes cantidades de agua, también una alta inversión para los equipos y la logística que necesita.

Rob Jackson, profesor del Sistema de Ciencias Ambientales de la Tierra, de la Universidad de Stanford, dijo durante el Foro que en cada pozo se necesitan de 12 a 20 millones de litros de agua.

De la misma manera, Julio Fierro Morales, geólogo y docente de la Universidad Nacional de Colombia, entregó a EL NUEVO DÍA varias consideraciones ambientales sobre el fracking.

El docente dijo que existen indicios en la literatura científica internacional que hablan de un alto riesgo de que se genere contaminación de acuíferos, liberación de metano incontrolada y generación de sismos, efectos que tienen una incidencia sobre la salud pública.

Frente a ello el ministro de Medio Ambiente afirmó que, “en el momento en que se llegue a presentar una solicitud para la exploración de yacimientos no convencionales, hay que hacer un estudio a fondo y a profundidad de los acuíferos de la zona”.

Con respecto al riesgo de la ocurrencia de sismos, el geólogo colombiano explicó que al país le falta información geoambiental, y conocer las características y ubicación de las fallas geológicas.

Mark D. Zoback, profesor de Geofísica de la Universidad de Stanford que fue invitado al Foro, aseguró que no se puede ubicar pozos cerca a fallas geológicas por el riesgo que eso implica.

Fierro Morales dijo que la sismicidad inducida, relacionada con el fracturamiento hidráulico, según los reportes científicos, no puede causar daños en las poblaciones. Pero la sismicidad desencadenada, explicó el experto colombiano, sí genera sismos capaces de causar daños a poblaciones y está relacionada con la reinyección de agua. “En Colombia, en ese tema de no convencionales (yacimientos), para no dejar todas esas aguas contaminadas afuera, se prevé la reinyección”, afirmó el experto.

Por su parte, Zoback dijo que en los últimos años ha aumentado los temblores por inyección de agua de retorno después del fracturamiento hidráulico en el estado de Oklahoma.

“La presión del fluido puede penetrar una falla y así generar un sismo (...) según un estudio de 2012 el fracturamiento hidráulico puede muy reducidamente generar sismos. Lo que los genera es la inyección de agua residual”, aseguró.

Frente a esos efectos comprobados de la aplicación del fracking, el ministro González, dijo que, “hemos visto que con la técnica y la ciencia actual y los desarrollos tecnológicos podemos manejar y mitigar los riesgos que expone esta actividad”.

Por su parte el ministro Vallejo López opinó que, “yo creo que nosotros no nos podemos anticipar a algo que hoy no existe, yo creo que el país es demasiado grande desde el punto de vista geográfico y habrá que evaluarlo desde cada caso concreto”.

Y agregó que se deberá revisar “cuál es la repercusión que tiene y de acuerdo a los términos de referencia, hacer un estudio de acuíferos y de sismicidad claramente identificado antes de iniciar el proceso”.

Licencias Exprés

Debido a las críticas como las efectuadas por el senador del Polo, Jorge Enrique Robledo, que señalan la posibilidad de que se entreguen licencias ambientales Exprés para aplicar la tecnología en el país, el ministro Tomás González dijo que “el Ministro de Ambiente ha sido claro en esto, las licencias Exprés es algo que no existe, el nuevo decreto que se sacó de licenciamiento ambiental, mantiene los tiempos que se tenían, no se reducen”, afirmó. Y añadió que, “lo que hace (Decreto) es que los procedimientos sean más eficientes para que a quien solicita una licencia le digan rápido si cumple o no los requisitos”.

Las Frases

“Es importante que haya claridad en que aquí se va a tener todo el rigor técnico, hemos conformado un grupo élite en la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (Anla), para yacimientos no convencionales” Gabriel Vallejo López, Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

“La riqueza del subsuelo tiene que ayudarnos a combatir la pobreza del pueblo” Tomás González, Ministro de Minas y Energía.

Fuente: El Nuevo Día



El mercado, y no la Opep, establecerá el precio justo del petróleo: funcionario EAU

http://www.larepublica.co/el-mercado-y-no-la-opep-establecer%C3%A1-el-precio-justo-del-petr%C3%B3leo-funcionario-eau_200041

Los fundamentos del mercado y los productores de crudo de alto costo, en lugar de la Opep, son los que van a fijar un precio justo para el petróleo en los próximos meses, dijo el martes un funcionario petrolero de los Emiratos Árabes Unidos.

"La manera como yo lo veo, el mercado es el que dictará el precio del petróleo. Los precios son impulsados por la oferta y la demanda (...) campos marginales van a fijar el precio (justo)", dijo Mubarak al-Ketbi, subdirector del directorio de comercialización y refinación de la estatal Abu Dhabi National Oil Co (ADNOC).

"La OPEP no es un fijador de precios. El mercado va a fijar el precio", dijo a la Cumbre de Petróleo Crudo de Oriente Medio Platts en Dubái.

Los precios del petróleo han caído más de un 40 por ciento desde junio y el crudo Brent para entrega en enero alcanzó 65,33 dólares el barril el martes, su nivel más bajo desde septiembre del 2009.

Fuente: La República

Estados Unidos redujo 62,27% sus compras de crudo al exterior en los últimos 8 años

<http://www.larepublica.co/estados-unidos-redujo-6227-sus-compras-de-crudo-al-exterior-en-los-8-ultimos-8-años-200011>

Estados Unidos ha reducido en 62,27% sus necesidades de importación de crudo en los últimos ocho años, al pasar de 14,69 millones de barriles diarios -pico máximo de compras- a 9,15 millones de barriles en lo que va de año, reseña en un informe el Departamento de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés).

La contracción en las compras ha afectado a todos sus suplidores tradicionales, tanto dentro como fuera de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (Opep). La EIA reseña que la adquisición de crudo y productos derivados desde la Opep ha disminuido en 50,3% desde 2008 a la actualidad. Mientras que las compras a países fuera de la Opep han descendido 66,2% desde 2006 a la fecha.

Y es que Estados Unidos ha iniciado una carrera acelerada en la búsqueda de nuevas alternativas energéticas que le permitan a esa nación hacerse autosuficiente en materia petrolera y energética en general.

Luego de la teoría del Pick Oil o pico máximo de producción, que sentenciaba a Estados Unidos a iniciar una baja paulatina en su bombeo por la declinación natural de sus yacimientos, surge la tecnología que revolucionaría al mundo energético y que daría aliento a la producción de petróleo en ese país.

El fracking o fractura hidráulica permitiría a los estadounidenses explotar el crudo existente en piedras conocido como shale oil o crudo de lutitas o esquistos, cuyo hallazgo data de siglos; sin embargo, su extracción es nueva en el mundo petrolero.

No solo la tecnología da un espaldarazo a la producción de este petróleo no convencional, sino que además las grandes reservas que han sido descubiertas en Estados Unidos y, recientemente, a escala planetaria.

El bombeo de crudo de lutitas ha crecido en EEUU entre 2008 y 2014 cerca de 4 millones de barriles por día, lo que según el analista petrolero, Diego González Cruz, supone una incorporación interanual de entre 500.000 a 570.000 barriles por día.

El analista petrolero y docente de la Universidad Central de Venezuela, Mazhar Al-Shereidah, apunta que la relación de reservas sobre producción es suficiente para 53 años, “cifra jamás vista en la historia, porque si miramos a los últimos 20 a 30 años o más la cifra había estado en el orden de los 30 años máximo. Lo que demuestra que hay petróleo garantizado”, indicó.

Esta nueva producción incorporada en un escenario de baja demanda de petróleo, es la responsable de la actual sobreoferta que existe en el mercado.

De esta forma, el crudo de lutitas ha dado al traste con los altos precios que vinieron evolucionando en la última década, que se vieron afectados luego de la crisis financiera de 2008, pero que un año más tarde vuelven a despuntar. Verbigracia, en 2012 el crudo Brent del Mar del Norte, cierra en torno a los \$112 el barril, mientras que la cesta venezolana alcanzó una cotización promedio de \$103,42 por barril.

Crudo de más

El bombeo del crudo de lutitas en Estados Unidos generó una ruptura en el esquema tradicional de formación de los precios.

El economista y analista de entorno de la firma consultora Bunial&co, Leonardo Buniak, advierte que se trata de un cambio estructural del mercado energético, y que la explotación de este crudo no convencional es parte importante de ella.

Los estadounidenses no solo han colocado más petróleo en el mercado, sino que han logrado sustituir importaciones, lo cual acrecienta la nueva estructura que se gesta en el mercado.

Nigeria, por ejemplo llegó a exportar a Estados Unidos 1,4 millones de barriles por día en el año 1979, mientras que para 2007 vendía a su socio comercial 1,3 millones de barriles. Pero en 2010 comienza un declive sin retorno que obliga a Nigeria a despachar hoy en día el escueto volumen que suma apenas 57.000 barriles por día, según reseña la EIA.

La sustitución tan agresiva que concretaron los estadounidenses del petróleo nigeriano, se debió a que el crudo de lutitas que extraen con gran éxito es tan liviano como el que les envía el país africano, perteneciente a la Opep.

Los nigerianos, por tanto, se han visto en la necesidad de buscar nuevos compradores para su, ahora, petróleo excedentario.

Nigeria conforma las naciones productoras que están compitiendo por destinos en la zona de Asia Pacífico, tradicionales compradores de países del Medio Oriente, cuyos principales suplidores han sido los Países del Consejo de Cooperación del Golfo.

Arabia Saudita no se ha visto exceptuada de la merma de sus ventas a los estadounidenses. La EIA reporta que los saudíes han disminuido sus colocaciones en ese destino en más de 800.000 barriles por día. En agosto de 2004 Estados Unidos importaba 1,86 millones de barriles a los árabes mientras que a septiembre de 2014 sus ventas giran en torno a 1 millón de barriles por día.

México también ha reportado una baja en las ventas de crudo a su vecino del norte. Para 2006 los mexicanos llegaron a colocar en ese destino 1,89 millones de barriles, mientras que ahora sus envíos suman 859.000 barriles diarios.

Mercado natural

El caso venezolano no es distinto al de las naciones señaladas; sin embargo, el motivo de la reducción de los suministros es diferente. Venezuela bajo la dirección del expresidente Hugo Chávez, definió un esquema geopolítico basado en el afecto ideológico, tras lo cual la intención desde un principio fue diversificar sus destinos petroleros y depender de los Estados Unidos.

El expresidente de Petróleos de Venezuela, Rafael Ramírez, ha insistido en que los estadounidenses necesitan del crudo venezolano por tratarse de petróleo pesado y extrapesado.

El ahora canciller de la República, asegura que muchas refinerías en los Estados Unidos requieren de crudo venezolano para operar, entre ellas la filial de Pdvsa Citgo, con lo que se descarta que se prescindiera de ese mercado natural para el país.

Fuente: La República

Portafolio

Anuncian protestas por precios del gas en el Caribe

<http://www.portafolio.co/negocios/protestas-precios-del-gas-el-caribe>

Hay descontento entre empresarios y gobernantes de la Costa Atlántica por el alza prevista para el 2015.

La actualización de la fórmula para los precios del gas (para usos domiciliarios, de generación de electricidad e industriales) levantó ampolla entre un amplio sector de la Costa Atlántica, al punto de que ya se están convocando movilizaciones pacíficas en la región para presionar por un cambio en el esquema tarifario.

El descontento surgió desde el 27 de noviembre, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, Creg, emitió la circular 108 mediante la cual se actualizaron los precios del gas natural de acuerdo con la información recibida de los nuevos contratos de suministro pactados por las empresas de la cadena.

El resultado de este ejercicio fue que el precio del gas pasó de ser 4,35 dólares por BTU (unidad térmica británica con la que se mide este hidrocarburo) a 5,45 dólares por BTU, es decir que representa un incremento del 25,3 por ciento.

De acuerdo con el Comité Intergremial del Atlántico, esta situación ya había sido advertida por la entidad a la Creg y al Ministerio de Minas, y a pesar de esto no se tomó una medida de precaución para evitar que se diera el drástico incremento.

Ante las críticas, el Ministerio de Minas y la Creg emitieron un comunicado explicando que el Gobierno no es el que fija los valores, “es la interacción entre compradores y vendedores, y no el Gobierno Nacional, la que determina el precio del gas”.

No obstante, el Ministro se comprometió a buscar una solución que minimice el impacto de este incremento.

Al respecto, el senador barranquillero José David Name convocó una movilización pacífica para protestar por esta situación.

Incluso, los senadores de la Comisión Accidental del Caribe en el Senado condicionaron la discusión de algunos proyectos del Gobierno a que se “escuchen los requerimientos de la región”.

“No se trata de condicionar, ni de chantajear, ni de buscar favoritismo regional a costa de las iniciativas legislativas del Ejecutivo (...) Pedimos soluciones en el tema del gas natural para que nos concentremos en la reforma tributaria y otros proyectos urgentes”, señaló Name.

Fuente: Portafolio

Colombia no cumplirá la meta del millón de barriles diarios: ACP

<http://www.caracol.com.co/noticias/economia/colombia-no-cumplira-la-meta-del-millon-de-barriles-diaros-acp/20141209/nota/2543266.aspx>

Francisco Lloreda insiste que la reforma golpeará la inversión extranjera, que ya evalúa dónde puede ser más competitiva

6 am Hoy por Hoy | 9 de Diciembre de 2014

El presidente de la Asociación Colombiana de Petróleo, Francisco Lloreda, en diálogo con 6 AM Hoy por Hoy señaló que al cierre del año la producción de crudo en Colombia estará alrededor de los 980 a 990.000, una cifra por debajo de la meta del millón de barriles diarios que se había fijado para 2014.

Reconoció que aunque los resultados de octubre fueron buenos no son suficientes para mantener el nivel de crecimiento y la sostenibilidad que requiere que se incremente la reserva, que en el caso de Colombia es apenas de siete años.

“Este año vamos a terminar explorando 110 pozos, lo que es insuficiente, deberíamos terminar con más de 200 y la efectividad de muchos de nuestros pozos no es alta. Muchos se terminan declarando pozos secos”, explicó Lloreda.

Frente a este panorama le piden al Gobierno que la reforma tributaria no grave la exploración y de un tratamiento especial a la producción para mantener la competitividad y la inversión extranjera.

“En épocas de precios bajos las empresas empiezan a ver dónde son rentables y competitivas”, insistió.

Señaló que como está hoy pensada la reforma tributaria la ley tendría un fuerte impacto sobre empresas que ya están trabajando y produciendo, así como para los distribuidores mayoristas de combustibles.

“Esta es la industria más grabada. El año pasado aportó \$32 billones. Sólo en impuesto es más del 20% de los ingresos corrientes de la Nación”, precisó Lloreda.

Para el presidente de las ACP al impacto de una reforma tributaria hay que sumarle los efectos que trae la caída en más del 40% de los precios del petróleo, “lo que tiene a varias empresas en el filo de continuar o cerrar”.

“Hay quienes están haciendo sus presupuestos. En el primer semestre los precios bajos terminarán afectando la actividad exploratoria”, insistió.

Sobre la eventualidad de un cambio en la presidencia de Ecopetrol, el presidente de la ACP dijo no tener claro “que sea inminente un relevo” y advirtió que a la Estatal “le han



correspondido épocas difíciles, pero creo que la industria requiere apuestas de largo plazo. El grueso de la energía que el mundo va a seguir demandando petróleo y gas”.

Fuente: Caracol Radio