

## EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Marzo 20 de 2015

- **Ecopetrol define su futuro**
  - **EPM coloca bonos equivalentes a 630.000 millones de pesos**
  - **“Empezamos a tomar medidas drásticas debido a la crisis”:  
José Arata**
  - **Prendió motores planta de Ecopetrol en Nariño**
  - **El esquisto pierde impulso fuera de EE.UU.**
  - **Isagén tendría pretendiente chileno**
- 

# Dinero

## Ecopetrol define su futuro

<http://www.dinero.com/edicion-impresa/pais/articulo/que-pasara-futuro-ecopetrol/206937>

Marzo 19 de 2015

La compañía sintió el golpe durante el último trimestre del año pasado. ¿Cómo empezó 2015 y qué está en juego justo ahora que hay cambio de administración?

La mayor parte del mercado de valores quedó sorprendida con los resultados del último trimestre del año pasado de la compañía más grande de Colombia, Ecopetrol.

Por primera vez en su historia reciente, la empresa registró pérdidas en un trimestre y el resultado anual significó una caída de 40% en las utilidades. El panorama parece desolador y muchos se preguntan sobre las causas de semejante resultado.

La principal es obvia: el precio promedio del barril de crudo WTI cayó 25% en el último trimestre, pues pasó de US\$97,3, a US\$73,1; con el Brent ocurrió lo mismo, pues de US\$103,5, se ubicó en US\$77 el barril.

A esta dramática situación se suma la caída en la producción de crudo que, según Business Intelligence Latam (BI Latam), unidad de negocios de Publicaciones Semana, pasó en 2014 a 755.400 barriles diarios desde los 788.200 de 2013.

Pero hay otros factores que agudizaron los malos resultados: la tasa de tributación de Ecopetrol el año pasado se disparó a 40,48%, seis puntos más que lo observado en 2013,

por cuenta de lo que los expertos llaman “diferencia en tipo de cambio en inversiones permanentes”, que le subió el pago de impuestos en 11,51 puntos y representó mayor imponderancia por \$2,9 billones.

En el análisis de BI Latam se señala de otra parte que además de “una menor producción y unos menores precios de venta, la compañía aumentó los gastos operativos de \$1,4 billones en el tercer trimestre de 2014 a \$2,8 billones en el último trimestre del mismo año, principalmente por mayores costos de administración y mayores gastos de exploración asociados a pozos declarados secos. Todo lo anterior llevó a que el Ebitda alcanzara los \$2,4 billones, el nivel más bajo desde hace seis años, cuando la producción de Ecopetrol se encontraba alrededor de los 500.000 barriles diarios”.

Los indicadores son realmente preocupantes. Sin embargo, en el último trimestre del año la empresa empezó a romper la tendencia. Mientras entre julio y septiembre pasados la producción promedio llegó a 704.000 barriles por día, en el último periodo del año ascendió a 712.600. Para el primer trimestre de 2015, el promedio de producción debería estar en 725.000 barriles diarios, lo que significa que la compañía está sacando entre 12.000 y 15.000 barriles más de lo esperado.

“Por otro lado –señala BI Latam– la suma total de dinero en efectivo, equivalentes de efectivo e inversiones a corto y largo plazo, para Ecopetrol es de alrededor de \$10,64 billones (US\$ 4.449 millones) al 31 de diciembre de 2014, lo que en teoría permitiría a la compañía operar, pagar dividendos y mantener su plan de inversión revisado de 2015, el cual se encuentra en los US\$7.860 millones, inferior en 25,8% al plan de inversiones de 2014”.

#### El plan de ajuste

En el comienzo de 2015, la expectativa en torno de la compañía es total. Primero, la petrolera deberá provisionar el impuesto al patrimonio, que dará de nuevo “un duro golpe” al balance en el primer trimestre. De hecho, no se puede descartar que la compañía vuelva a arrojar malos resultados durante este periodo.

Sin embargo, el plan de ajuste ya está avanzando y los ahorros logrados hasta el momento casi alcanzan los \$700.000 millones. A esto se suma que la operación se está consolidando y los niveles de producción de crudo son crecientes, lo que se ve fortalecido por la reducción en los atentados a los oleoductos.

Por ejemplo, los niveles de producción de Castilla pasaron de 114.000 a 125.000 barriles diarios, mientras que Chichimene pasó de 60.000 a 82.000 diarios. Entre los dos están produciendo cerca de 205.000 barriles, lo que convierte a este proyecto en el principal campo petrolero del país actualmente.

A esto hay que sumarle que los costos de perforación por pozo cayeron 40% gracias a las

medidas de ajuste realizadas recientemente.

Una de las decisiones trascendentales que adoptó la junta directiva es empezar a reducir estructuralmente el porcentaje de utilidades que se distribuye como dividendo. Para la asamblea de este 26 de marzo se propondrá repartir 70% del total de la utilidad y, según pudo establecer Dinero, la indicación de la junta directiva es que para los próximos años se logre reducir este nivel hacia 50% o 40%.

Hay otro factor de análisis. Según BI Latam, “el pasado viernes 13 de marzo de 2015 Ecopetrol anunció la no renovación de la operación para el campo Rubiales por la compañía Pacific Rubiales, el cual se encuentra en declinación de producción. A pesar de que en teoría es una buena noticia para los ingresos de la compañía, ya que en el futuro toda la producción de este campo será para Ecopetrol, el mercado no respondió positivamente a este anuncio”.

El nuevo presidente de la compañía, Juan Carlos Echeverry, tomará posesión el 6 de abril. Si bien llega para consolidar el plan de ajuste, también es cierto que tiene una enorme presión por mostrar resultados en nuevos hallazgos. Allí se encuentran los campos CPO9 (que tiene los pozos Nueva Esperanza 1, 2 y 3) y los proyectos off shore Kronos y Kalazoo, que todo parece indicar van a dar buenas noticias en los próximos meses.

No son buenos tiempos para la empresa más grande de Colombia. Es muy probable que algunos malos resultados se pongan de nuevo en evidencia durante el primer trimestre de este año por razones tributarias. Sin embargo, todo parece indicar que en materia operativa la compañía está mejorando. A Echeverry le tocó llegar en una dura coyuntura, pero si se consolidan los niveles de producción crecientes y se anuncian nuevos hallazgos, la historia podría cambiar. Ese debería ser el capítulo que sigue en esta historia.

Fuente: Dinero

---

**EL ESPECTADOR**

## **EPM coloca bonos equivalentes a 630.000 millones de pesos**

<http://www.elespectador.com/noticias/economia/epm-coloca-bonos-equivalentes-630000-millones-de-pesos-articulo-550445>

Marzo 19 de 2015

Los títulos, con plazos de vencimiento de cinco, ocho, doce y veinte años, tuvieron una demanda de 1,14 billones de pesos.

La compañía colombiana Empresas Públicas de Medellín (EPM) colocó en el mercado interno bonos de deuda pública por valor de 630.000 millones de pesos (unos 241 millones de dólares) para financiar su plan de inversiones.

Los títulos, con plazos de vencimiento de cinco, ocho, doce y veinte años, tuvieron una demanda de 1,14 billones de pesos (unos 435 millones de dólares), equivalentes a 2,37 veces al monto original ofrecido, de 480.000 millones de pesos (unos 183 millones de dólares), informó la empresa en un comunicado.

Según la compañía, los papeles a cinco años fueron colocados con una tasa de corte de 2,72 % efectivo anual, la más baja de los cuatro lotes, mientras que para los de 20 años fue del 4,43 %, la más alta.

"Los resultados de esta emisión contribuyen al apalancamiento de la estrategia de crecimiento de EPM, al tiempo que le permiten mantener su presencia en el mercado de valores local, promoviendo una mayor liquidez de nuestros títulos", manifestó en el comunicado el gerente general del Grupo EPM, Juan Esteban Calle.

El Grupo EPM es una multinacional conformada por 46 compañías de servicios de energía eléctrica, gas natural, agua potable, saneamiento básico, recolección, aprovechamiento y disposición final de basuras, y tecnologías de la información y las comunicaciones. La compañía tiene operaciones en Colombia, México, Guatemala, El Salvador, Panamá, Chile, Estados Unidos y España.

Fuente: El Espectador



## **“Empezamos a tomar medidas drásticas debido a la crisis”: José Arata**

[http://www.larepublica.co/%E2%80%9CEmpezamos-tomar-medidas-dr%C3%A1sticas-debido-la-crisis%E2%80%9D-ios%C3%A9-arata\\_234076](http://www.larepublica.co/%E2%80%9CEmpezamos-tomar-medidas-dr%C3%A1sticas-debido-la-crisis%E2%80%9D-ios%C3%A9-arata_234076)

Marzo 20 de 2015

Con un panorama de caída en el precio del petróleo y de desvalorización accionaria, a Pacific Rubiales no le quedó otra que ajustarse el cinturón para que la empresa siga siendo rentable. Así lo confirmó José Francisco Arata, presidente de la petrolera, quien en Inside LR explicó el plan de reducción de gastos, los nuevos proyectos en México y le dejó un mensaje a los inversionistas.

El ejecutivo aseguró que esta no es la primera crisis del sector, que tiene que afrontar, y que sus 33 años de experiencia le servirán para salir adelante.

¿Con la caída en el precio de la acción, el precio del petróleo y los resultados financieros, ha sido este un inicio negro para Pacific Rubiales?

En septiembre estábamos considerando dos escenarios, uno con US\$80 el barril y otro más conservador con US\$75, a finales de noviembre, cuando los precios comenzaron a

caer, empezamos a tomar medidas drásticas para enfrentar esta nueva crisis de precios del petróleo. Con estos precios del petróleo a la baja, obviamente la oferta empieza a reducirse, de hecho muchas empresas han anunciado recortes presupuestarios. En Pacific nos estamos preparando para tener un año difícil, estamos planificando unos escenarios de precios para nuestro nivel de presupuesto de inversión, con US\$45 el barril de WTI a principios del primer trimestre, US\$50 el barril, durante el segundo trimestre, y US\$55 el barril, durante la segunda mitad de año.

¿Ustedes hicieron una recompra de la acción, piensan volver a hacerla?

Esa fue una política que se adaptó, a mediados del año pasado, cuando la junta directiva vio que el precio de la acción estaba por debajo de la valorización, y entonces en ese momento analizamos cuál es el barril más barato que podemos adquirir en el mercado. Se invirtieron casi US\$350 millones en comprar de acciones, esa política se suspendió en el momento en que empezamos a ver el declive de los precios.

¿Están listados en Canadá, Colombia y Brasil, han pensado en deslistar la acción en Toronto?

No, Toronto es nuestro listado principal, allí es donde se comercializa 90% de las acciones, lo que si hemos considerado es un deslistamiento en Brasil, porque realmente no hay suficiente volumen para poder justificar el costo de estar listados allí. Eso va a ocurrir muy probablemente en las próximas semanas, pues la Bolsa ya dio la autorización, por ahora continuaremos en Canadá y Colombia.

¿Bajo qué proyección de precios del petróleo, a corto y mediano plazo, están trabajando para decidir si entregan dividendos o no este año?

La política de pagos de dividendos es una decisión que toma la Junta Directiva de forma trimestral, cada trimestre decide basada en las proyecciones de caja que presenta la gerencia, si hay flujos de caja favorables para el pago de dividendos. En la junta directiva que se realizó esta semana se decidió actualizarnos en el próximo trimestre, es decir en mayo, para poder tomar una decisión, obviamente con el escenario de precios como estamos contemplándolo este año, la tendencia es que no haya pago de dividendos a lo largo del año, pero como esta es una decisión que se toma trimestralmente, quien sabe si en el segundo trimestre los precios repunten podamos empezar con el pago de dividendos.

¿Qué mensaje le da a los inversionistas, tanto tenedores de deuda, como accionistas?

El mensaje es un mensaje de optimismo, el valor de la acción hoy en día no refleja lo que es el valor de sus activos productivos, reservas probadas y probables, los valores de infraestructura, que vamos entrar en proceso de venta para reinvertir el dinero, proyectos de desarrollo, y los recursos contingentes, que al fin y al cabo, es lo que nos va a garantizar el crecimiento a mediano y largo plazo.

Relación con Ecopetrol

¿Qué pasó con el Campo Rubiales, por qué no siguieron?

Nosotros desde que tomamos la operación de Campo Rubiales, en julio de 2007, ya sabíamos que el contrato de asociación con Ecopetrol terminaba el 30 de junio de 2016, y por lo tanto, hemos venido a lo largo de los años preparándonos para esa fecha, para eso hemos adquirido nuevos activos y hemos sido exitosos con exploración para ir buscando el reemplazo de esos barriles, que ya a partir de junio de 2016, no tendremos en nuestro flujo de caja. Para 2016 la producción neta nuestra en Rubiales estará entre 35.000 y 40.000 barriles, y esos barriles ya parcialmente los hemos reemplazado, la idea es en este año y medio reemplazarlos todos.

¿En qué consistía la propuesta a Ecopetrol?

Habíamos hecho una propuesta a finales del año pasado que consistía, y la gente no lo entendió muy bien, en proponerle a Ecopetrol que a partir del 30 de junio de 2016, se hiciera una inversión adicional de US\$500 millones para intentar incrementar, por encima de esa curva base de producción, más barriles, y la idea era compartir solamente esa producción incremental, el resto seguía con Ecopetrol, lo que pasó es que el análisis económico que se hizo para esa propuesta en diciembre, usaba unos precios de petróleo a US\$75, y en ese momento la propuesta tenía todo el sentido económico, tanto para Ecopetrol, como para Pacific, hoy en día, con precios de US\$50, la propuesta para Pacific ya no es económica, para Ecopetrol si porque ellos tienen la mayor producción, para nosotros no porque estaríamos invirtiendo 50% de los gastos de operación y las inversiones de capital, para recibir solo 30%. Para nosotros es mejor invertir ese dinero en proyectos donde la tasa sea más rentable.

¿Estarían como contratistas en Campo Rubiales?

Depende de la propuesta, si es una propuesta que tiene sentido económico, la consideraremos y la analizaremos, nosotros no somos contratistas, somos una empresa de producción y exploración, por lo tanto nuestra prioridad es explorar, descubrir barriles, desarrollarlos, tener flujo de caja, y eventualmente generar dividendos.

Operación en México

¿Necesita Pacific un socio capitalista, en este momento, tras la operación con Alfa?

La entrada de Alfa no ha aportado dinero a la tesorería de la empresa, Alfa compro acciones en el mercado y eso no aportó inyección de capital, la empresa está estructurada con todas estas medidas que hemos hecho para poder financiar su crecimiento a través del flujo de caja que está generando. Hoy en días las finanzas de la empresa están muy sólidas, hemos estructurado nuestro presupuesto, para seguir creciendo, con la caja que estamos generando.

Los resultados financieros de Alfa no fueron los mejores y algunos analistas aseguran que es por la compra de acciones de Pacific, ¿qué opina al respecto?

Obviamente cuando Alfa compro 19,8%, la acción de la empresa estaba en US\$18, pues en ese momento nadie podía predecir que los precios del petróleo iban a bajar, y consecuentemente todas las acciones se vieron afectadas por esto. Alfa es un socio



estratégico para nosotros, no solamente es el accionista principal de la empresa, sino que tenemos con Alfa un acuerdo firmado para nuestra entrada a México.

¿Tiene Alfa la posibilidad de comprar más acciones de la compañía?

Claro, Pacific Rubiales es una empresa que está listada en la bolsa de Toronto y en la bolsa de Colombia, siendo una empresa pública, de tal manera que nosotros estamos sujetos a que alguien que esté interesado en comprar, pueda hacer una oferta pública.

¿Cómo va la entrada al mercado de México?

En México estamos analizando todos los paquetes de información que han puesto a la orden de las diferentes empresas que estén interesadas en licitar por los diferentes bloques, nosotros tenemos una estrategia y un equipo trabajando con los técnicos de Alfa, analizando la información y decidiendo en cuáles bloques vamos a licitar y cuál va a ser la estrategia nuestra, de entrada al mercado mexicano.

Futuro laboral y de deudas

¿Cómo están las cuentas de Pacific en relación al pago de sus deudas?

Entre las diferentes medidas que tomamos, no solamente fue la reducción de capital, de las inversiones de capital, de los costos de operación, sino que también hablamos con todos nuestros contratistas. Con todas las medidas que hemos tomado, tenemos hoy en día para el primer trimestre, 60% de nuestra producción protegida, con unos precios de US\$63 el Brent y US\$56,50 el WTI. Cuando presentemos los resultados del primer trimestre va a haber un renglón de ingresos significativos, que va a ser por coberturas.

¿Deben los empleados de Pacific preocuparse por su estabilidad laboral?

Nosotros tenemos unos planes de crecimiento a mediano y largo plazo, el tema de la no renovación del Campo Rubiales generó mucho nerviosismo, por el destino de los empleados, de hecho si hay una preocupación por los empleados, porque algunos de esos trabajan en campo, obviamente van a pasar a nómina de Ecopetrol, otros empleados los moveremos a otros campos donde estamos creciendo, y con las contratistas habrá un proceso de negociación.

El perfil

Ingeniero geólogo de la Universidad de Torino, en Italia, con estudios de Ingeniería Petrolera en la Universidad Central de Venezuela. Inició su carrera profesional en una de las filiales de Pdvsa, en 1982, ahora completa 33 años de experiencia en el sector petrolero, específicamente en el tema de exploración. Es cofundador de Pacific Rubiales, empresa en la que ha ocupado el cargo de presidente desde 2008. Entre julio de 1997 y febrero de 2006 fue el vicepresidente ejecutivo y director de Bolívar Gold. Tiene como afición el montañismo, de hecho es profesional en este deporte, que practica alrededor del mundo.

Las opiniones

Fabio David Nieto

Economista jefe del Banco Agrario

“El panorama a corto plazo es oscuro, no solamente para Pacific y Ecopetrol, sino para todas las empresas del sector. Las utilidades negativas, no serán atractivas para el inversor”.

Andrés Palacios

Estratega de acciones de Positiva Compañía de Seguros

“Las compañías petroleras que no reduzcan sus costos, se van a ver afectadas en sus utilidades. Habrá que ver cuáles asumen una reestructuración en la estructura de costos”.

Fuente: La República

## Dinero

### Prendió motores planta de Ecopetrol en Nariño

<http://www.dinero.com/empresas/articulo/planta-paramo-ecopetrol-narino/207037>

Marzo 19 de 2015

Se trata de la Planta Páramo, ubicada a 3.050 metros sobre el nivel del mar en el suroccidente del país, la cual permite incrementar la capacidad de bombeo de crudo de 40.000 a 85.000 barriles por día en el Oleoducto Transandino.

La construcción y puesta en marcha de esta planta, que había sido destruida en el 2004 por un atentado terrorista, se realizó entre noviembre de 2011 y diciembre 2014, tiempo en el que fueron invertidas 716 mil horas/hombre.

De acuerdo con información de la petrolera, el desarrollo de este proyecto fue todo un reto para el equipo de trabajo debido a las irregularidades del terreno para el transporte de la maquinaria, así como por las bajas temperaturas que alcanzan los 3 grados centígrados y las difíciles condiciones climáticas en la zona.

Para la movilización de las unidades de bombeo y el paso de las tractomulas fue necesario reforzar dos puentes Guaitara y Chamuz en el municipio de Puerres. Se destinaron recursos por \$7.500 millones para rehabilitación y mejora de las vías de acceso entre San Juan, Puerres y Monopamba.

La reactivación de la planta Páramo generó empleo para las comunidades aledañas con 400 cupos de mano de obra local que beneficiaron al mismo número de familias por la rotación de personal.

Su operación será las 24 horas al día, junto a las demás plantas del Oleoducto Transandino



(que tiene una longitud de 305 kilómetros), para el transporte de crudo desde Orito, Putumayo, hasta el Terminal Marítimo de Tumaco.

Fuente: Dinero

## THE WALL STREET JOURNAL

# El esquisto pierde impulso fuera de EE.UU.

<http://lat.wsj.com/articles/SB12305967116000704041104580528550237024966?tesla=y>

Marzo 19 de 2015

### Repliegue

Grandes petroleras del mundo cambian sus planes para el esquisto.

Estimaciones de reservas recuperables de gas de esquisto en un grupo seleccionado de países:

OTRO	EUROPA
<p><b>1.115</b> billones de pies cúbicos</p> <p><b>China</b> Shell halló gas de esquisto en 2011 pero está desacelerando sus esfuerzos.</p>	<p><b>148</b></p> <p><b>Polonia</b> Chevron, Exxon y Total se retiraron luego de resultados pobres. Conoco sigue en actividad.</p>
<p><b>802</b></p> <p><b>Argentina</b> Chevron reportó resultados positivos en sus exploraciones.</p>	<p><b>137</b></p> <p><b>Francia</b> La fracturación hidráulica quedó prohibida en 2011. Las licencias de Total y GDF Suez fueron revocadas.</p>
<p><b>665</b></p> <p><b>EE.UU.</b> El país que lideró el auge del esquisto.</p>	<p><b>26</b></p> <p><b>Reino Unido</b> Se han perforado siete pozos. La fracturación ha sido usada en uno de ellos.</p>

Fuentes: Administración de Información de Energía de EE.UU. (estimaciones de gas de esquisto, 2013); redacción WSJ

THE WALL STREET JOURNAL.

Después de invertir más de cinco años y miles de millones de dólares en intentar recrear el auge del petróleo de esquisto fuera de Estados Unidos, algunas de las mayores empresas del sector empiezan a abandonar la idea ante el desplome de los precios del crudo.

[Chevron Corp. CVX +2.00%](#) , [Exxon Mobil Corp. XOM +0.95%](#) y [Royal Dutch ShellRDSA +1.89%](#) PLC han suspendido casi todas sus perforaciones de sondeo de fracturación hidráulica en China, Rusia y otros países de Europa. Las razones incluyen las sanciones en Rusia, una prohibición en Francia, una moratoria en Alemania, flojos

resultados en Polonia y la caída de los precios por debajo del costo de producir un barril de crudo de esquisto.

Chevron abandonó sus operaciones de fracturación hidráulica en Europa en febrero cuando salió de Rumania. Shell indicó que va a reducir el gasto en este tipo de extracción en 30% a nivel mundial, en países como Argentina, Turquía y Ucrania. Exxon se retiró de Hungría y Polonia, y ha paralizado sus operaciones en Alemania.

El resultado es que, fuera de EE.UU., solo Argentina, Canadá y China cuentan con una producción comercial de petróleo de esquisto, afirma la Administración de Información de Energía de EE.UU. (EIA, por sus siglas en inglés), pese a que este país tiene menos de 10% de las reservas estimadas del mundo. Europa, incluida Rusia, y China tienen el triple de reservas de esquisto que EE.UU.

“El ritmo de desarrollo fuera de Norteamérica es más lento de lo que la gente esperaba”, afirmó Simon Henry, director financiero de Shell, en una reciente entrevista.

Una recuperación de los precios del crudo podría cambiar la ecuación y dar más margen a las petroleras para realizar apuestas más arriesgadas al esquisto. Y el caso es que existen lugares prometedores para los exploradores de esquisto fuera de Norteamérica.

Países como Argentina y Argelia parecen ser “tan buenos como EE.UU.”, señala Faouzi Aloulou, gerente de proyectos de la EIA que analiza las perspectivas del esquisto. Dos compañías francesas y una británica estudian perforar en el Reino Unido, donde existe un debate sobre los efectos medioambientales y para la salud de esta práctica. En Polonia, pequeñas compañías —como las que fueron pioneras del auge del esquisto en EE.UU.— siguen perforando pese a los desalentadores resultados de sus rivales más grandes.

La fracturación hidráulica utiliza agua, arena y químicos para fracturar la roca subterránea y mantener las fisuras abiertas, lo que permite que el crudo y el gas atrapados salgan. A diferencia de los proyectos a largo plazo en los que se especializan las grandes petroleras, los pozos de esquisto suelen tener una vida útil corta, y desarrollar un yacimiento de este tipo exige perforar muchos agujeros en poco tiempo.

Esta tecnología tuvo buenos resultados para los pequeños productores norteamericanos, pero los gigantes como Exxon y Shell, con complicadas estructuras gerenciales y lentos procesos de aprobación de proyectos de perforación, se perdieron en gran medida los beneficios del auge del esquisto en EE.UU.

Al descubrir que otros países contaban con estas formaciones, las grandes compañías buscaron durante la última década en otras regiones para intentar recrear el éxito. En tanto, las autoridades de países de Europa del Este, ansiosas por reducir su dependencia del gas ruso, recibieron a los exploradores con los brazos abiertos.

Chevron empezó a invertir a finales de la década pasada en Lituania, Rumania y Polonia, países que, según geólogos y especialistas, tenían el mayor potencial de esquisto en Europa. Sin embargo, los resultados de las perforaciones en Polonia fueron decepcionantes y para 2014 sus apuestas en Europa del Este no lucían bien. La compañía se marchó de Lituania a mediados del año pasado, en enero de Polonia y recientemente de Rumania.

[ConocoPhillips COP +1.66%](#) es la única gran petrolera que sigue en Polonia.

Exxon vivió decepciones similares en Hungría y Polonia, países que abandonó en 2009 y 2012, respectivamente. Además, los esfuerzos de Exxon en Alemania se han visto frustrados por una moratoria para la fracturación hidráulica. Por otro lado, las sanciones de Occidente por el conflicto en Ucrania le han impedido, junto a otras grandes petroleras, desarrollar esquisto en Rusia. Ahora, la única exploración de esquisto de Exxon fuera de EE.UU. se realiza en Argentina y Colombia, dijo un vocero.

Un problema que enfrentan las compañías es el elevado costo de perforación fuera de EE.UU. ante la caída de los precios del crudo. Los pozos exploratorios en nuevas áreas exigen experimentación y no cuentan con la economía de escala que sí tienen las regiones

más desarrolladas. Los pozos en Polonia y China pueden costar hasta US\$25 millones cada uno, frente al promedio de unos US\$5 millones en EE.UU., indica Melissa Stark, autora principal de un informe sobre esquisto en 2014 de Accenture LLP.

Shell empezó a conversar sobre la exploración de esquisto con las autoridades chinas en 2006, según fuentes cercanas. En aquel momento, la empresa buscaba recursos de esquisto en todo el mundo y firmó acuerdos en Rusia, Suecia, Turquía y Ucrania. Sin embargo, el conflicto en Ucrania frustró sus planes allí y en Rusia. Shell abandonó Suecia en 2011 tras el fracaso de sus exploraciones. Actualmente, está analizando los resultados de perforaciones llevadas a cabo con un socio en Turquía y espera la respuesta de Sudáfrica acerca de unos proyectos en el país, dijo un portavoz.

En China, Shell encontró gas de esquisto en 2011, pero la difícil geología, la infraestructura y las protestas locales retrasaron sus progresos, según ejecutivos y documentos. A fines del año pasado, decidió retirarse del país.

Según Stark, de Accenture, los países con fuertes petroleras nacionales, como China, Argentina y Arabia Saudita, tienen más probabilidades de liderar el desarrollo del esquisto. Tienen el mandato de extraer los recursos de su país y cuentan con el apoyo de sus gobiernos y mucho dinero.

“Necesitas un jugador con bolsillos profundos y que pueda estar allí durante varios años”, asevera. Las compañías estatales “pueden invertir a largo plazo”.

Fuente: The Wall Street Journal

## EL TIEMPO

### Isagén tendría pretendiente chileno

<http://www.eltiempo.com/economia/empresas/venta-de-isagen-firmas-interesadas-en-compra/15429803>

Marzo 19 de 2015

Firma Colbún se suma a otros cuatro proponentes. Inscripción de interesados vence el 15 de abril

A Isagén le siguen apareciendo pretendientes. Se trata ahora de la chilena Colbún que busca quedarse con el 57,6 por ciento que tiene la Nación en la generadora.

Su interés se suma al de los cuatro proponentes que están clasificados para participar en la venta, entre los que se encuentran la francesa GDF Suez, la española Gas Natural Internacional, la estadounidense Duke Energy y la firma de origen asiático China Haudian Corporation. Según los sitios virtuales portalminero.com y pulso.cl, del país austral, Colbún, controlada por la familia Matte, ya manifestó su interés, por lo que prepara su inscripción en la lista de precalificados. Estaría dispuesta a invertir 2.000 millones de dólares.



El plazo que ha establecido el Gobierno para la inscripción de nuevos interesados en Isagén vence el próximo 15 de abril, según lo estableció el Ministerio de Hacienda. En el camino han quedado compañías interesadas en hacerse al control de la generadora como la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) y Celsia, debido a su amplia participación del mercado eléctrico que tienen en la actualidad.

Entre tanto, el consorcio integrado por la brasileña Cenig y las Empresas Públicas de Medellín (EPM) decidieron retirarse.

La información reportada por dichos portales indica, además, que Colbún estaría en la búsqueda de un socio local (chileno) para hacerse de esa participación en Isagén.

Esta semana la compañía constituyó una nueva sociedad filial denominada Colbún Desarrollo SpA. con un capital de 100 millones de pesos chilenos.

“La duración de esta sociedad es indefinida y tiene como propósito principal la búsqueda de proyectos vinculados con la generación y transmisión eléctrica, la inversión en los mismos y su administración”, dijo Thomas Keller, gerente general de Colbún, en comunicación enviada a la Superintendencia de Valores de ese país.

Fuente: El Tiempo