

## EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Julio 17 de 2015

- **Dudas por el futuro de la búsqueda de nuevas fuentes de gas**
  - **Refinería de Barrancabermeja, en permanente actualización**
  - **Las escandalosas cifras de los atentados a la infraestructura petrolera**
  - **'Ayuda de la EEB al metro no descapitalizará a la empresa de energía'**
  - **“Petroprecios, impacto negativo para concurso”**
- 

### EL TIEMPO

## Dudas por el futuro de la búsqueda de nuevas fuentes de gas

<http://www.eltiempo.com/economia/empresas/venta-de-gas-natural-incertidumbre-por-negociacion-/16106825>

Incertidumbre si para venta del gas se utilizará esquema de negociación directa o una subasta.

La posibilidad de que sectores políticos estén interfiriendo, otra vez, como sucedió el año pasado, en las normas de actualización de precios de los nuevos contratos de gas natural que se pactarán a final de año en la comercialización entre productores y compradores, así como en el mecanismo que se usará para vender el combustible, está generando incertidumbre en las firmas de exploración y producción diferentes a Ecopetrol y a la estadounidense Chevron, que controlan el mercado.

La preocupación tiene que ver con la interpretación de las normas que definen si para la venta del gas natural se utilizará un esquema de negociación directa o si es preciso realizar una subasta, a la cual se acude si, en tres años de cinco años de proyección, el consumo previsto supera los recursos disponibles.

Mientras la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg), con base en los análisis de la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), propuso que el mecanismo de comercialización por utilizar este año sería otra vez el de la negociación directa, como se usó en el 2013 y el 2014 (tema que está en consulta y sobre el que todavía no hay decisión), hay quienes consideran que si se aplica la normativa vigente debería hacerse una subasta.

Una fuente de la industria petrolera y de gas le explicó a EL TIEMPO que en el balance de gas para el periodo 2015-2023, la Upme mostró que en el periodo 2015-2019, bajo un escenario de alta demanda y baja oferta, en los años 2017, 2018 y 2019 las necesidades de gas superan el nivel del gas disponible, ante lo cual se esperaba que la Creg planteara una subasta, lo cual no ocurrió. Agrega que hay muchas presiones para las entidades de regulación, debido a que al optar por la subasta los precios del gas irían al alza, situación que no es vista con buenos ojos por algunos actores del sector industrial en la Costa Caribe.

Según el consultado, se está buscando que se acabe el lobby y esta presión política, porque solo si dejan que los precios lleguen al nivel que implica el ser un bien escaso, todos los proyectos de exploración de varias empresas van a ser viables y se podrán continuar haciendo inversiones en busca de nuevos hallazgos.

“Si siguen metiéndole la mano a cómo se indexa el gas, a tratar de mantener los precios abajo, pues la gente va decir ‘sácalo tú’, y ahora Ecopetrol no puede, pues es el más grande consumidor y está pensando es cómo hace con el gas de La Guajira y Cusiana para consumirlo y no para venderlo”, agrega. Aunque la Creg no ha tomado una decisión, este diario consultó a la entidad sobre los escenarios de oferta y demanda que se consideraron para proponer la negociación directa, pero al ser un tema que está en análisis no hubo una respuesta.

“La Comisión está analizando los comentarios a esta propuesta y aún no ha adoptado una decisión final sobre este tema”, señaló la entidad tras recalcar que si bien responde a los lineamientos de política energética del Ministerio de Minas y Energía, la regulación que emite se enmarca en los principios establecidos en la Ley 142 (de servicios públicos), que se aplican a la luz de criterios técnicos y no responden a coyunturas políticas.

La fuente consultada señala que para el consumidor sería mejor hacer la subasta este año, aprovechando que la oferta está levemente por encima de la demanda (situación de equilibrio), pues al estar en un contexto de déficit en el 2016 los precios pueden subir más, ya que sencillamente el gas lo pagará el que puede asumir una tarifa más alta.

#### El ruido llegó al mar

Mientras Chevron y Ecopetrol, que dominan la producción y son partidarios de hacer una negociación bilateral (hace un mes dejaron ver su intención), otro es el ambiente que hay en las firmas que tienen en marcha proyectos de exploración, tanto en tierra firme como en bloques ubicados en el mar. En los primeros la preocupación es que la regulación termine fijando artificialmente unos precios que no son de mercado, y en los segundos hay ruido por las recientes afirmaciones de la Contraloría General de la República, entidad que encontró pocos soportes en el cambio que hizo el Gobierno para definir el índice de abastecimiento, que subió a 15 años luego de que para su cálculo se incorporara hasta la mitad de las reservas no probadas de gas.

Como se recuerda, en el 2009 el índice estaba en 7,49 años (por debajo de 7 años la obligación es restringir las exportaciones) y luego de dos años sin reporte, subió a 15 años debido a dicho ajuste.

Otra fuente de la industria petrolera indicó que la preocupación radica en que bajo esta premisa un gas costoso y con perfil de exportación, como es el gas costa afuera en aguas profundas, podría estar siendo forzado a venderse en el mercado local, lo cual sentaría un precedente grave para los proyectos exploratorios que se adelantan en el Caribe.

Según explica, los potenciales hallazgos que se hagan en aguas profundas y ultraprofundas tienen un mercado totalmente diferente al abastecimiento interno, pues allí se estructuran proyectos de gas natural licuado (GNL), es decir, el gas se enfría y se lleva líquido a mercados como el japonés, actualmente a precios del orden de 12 dólares por millón de BTU (unidad británica de poder calórico), muy por encima de los 4,09 dólares a los que en promedio se negoció el gas en octubre del año pasado.

“Es un gas más costoso porque los clientes exigen que no se interrumpa el suministro y cualquier interrupción es muy castigada”, agregó la fuente.

Al respecto, la Creg aclaró que frente a proyectos de gas natural licuado para exportación no tiene competencia legal sobre el tema de exportaciones de gas.

Ecopetrol está muy limitado este año

Mientras hace unos años el gas que necesitaba el país era abastecido en su mayoría por Chevron y Ecopetrol, ahora, por las necesidades del combustible de la petrolera de mayoría estatal y la declinación de los campos de La Guajira, las cosas son a otro precio.

Mientras las reservas probadas en estas áreas de producción cayeron el año pasado un 26,3 por ciento anual, al cerrar en 1,1 billones de pies cúbicos, se estima que este año a la hora de comercializar el gas, Ecopetrol no tendrá para ofrecer sino 20 millones de pies cúbicos diarios, luego de descontar su consumo y los contratos que hoy tiene firmados.

“Ecopetrol en este proceso no va a poder mover precio, mientras en épocas pasadas los podía mover a la baja, sobre todo en el interior del país. En ese entonces al final se llevaban a los demás productores que estaban en los campos del interior y por eso es que hay mejores resultados de exploración en la Costa que en el interior. El precio adecuado es el que hace que llegue la exploración”, señaló una fuente de la industria.

Explica que el año pasado Ecopetrol desestimuló a los productores de gas de la zona de los Llanos, en la cual el gas se negoció en promedio a 3 dólares por millón de BTU, pero Ecopetrol bajó el precio a 2,85 dólares, para un combinado país de 4,09 dólares por millón de BTU.

Fuente: El Tiempo

» Vanguardia

## Refinería de Barrancabermeja, en permanente actualización

<http://www.vanguardia.com/economia/local/319683-refineria-de-barrancabermeja-en-permanente-actualizacion>

La Refinería de Barrancabermeja ha sido el corazón de la producción de combustibles de Colombia.

Durante 93 años, el principal complejo refinador del país ha garantizado abastecimiento confiable para la economía nacional y ha sido objeto de modernizaciones y actualizaciones que la hacen un centro moderno con tecnología de punta, capaz de producir combustibles limpios y con un plan de manejo ambiental que cumple la normatividad vigente.

Aunque son recurrentes las noticias sobre el proyecto de modernización de la refinería, lo cierto es que en los últimos años se ha producido una actualización gradual de sus unidades de proceso y sistemas industriales. Durante los últimos ocho años, Ecopetrol invirtió US\$4.000 millones en la refinería, en proyectos como la construcción de unidades de hidrotatamiento que extraen azufre a los combustibles, invirtiendo más de US\$1.000 millones, para producir diesel y gasolina con los mejores estándares ambientales. También se destacan el Plan Maestro de Servicios Industriales (US\$505 millones), para la actualización de los sistemas de tratamiento de agua, aire y energía, y el Centro de

Optimización de la Refinería (US\$120 millones), un edificio inteligente donde se controlan las operaciones y los sistemas críticos.

Para este año se preveen inversiones por US\$350 millones entre actualización, reposición de equipos y actividades de mantenimiento. También innovamos, de la mano del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), para aumentar la producción de diesel y preparar un diluyente especial para el transporte de crudos pesados.

La actualización de la refinería, que continuará en los próximos años, será un proceso por fases con recursos que provendrán de las utilidades de la refinería y de aportes de Ecopetrol.

La refinería ha sido el principal motor de desarrollo de Barrancabermeja y la región. En los últimos cinco años Ecopetrol suscribió 206 proyectos de inversión social por \$451.036 millones para mejorar la calidad de vida de los habitantes del Magdalena Medio. Se destacan iniciativas para mejorar competencias y el talento humano, \$12.189 millones; recuperación de la infraestructura vial, \$10.717 millones; el plan de saneamiento hídrico con su Planta de Tratamiento de Aguas Residuales, \$92 mil millones; construcción de la Gran Vía Yuma, \$143.767 millones; el mejoramiento de 502 aulas en 64 instituciones educativas, \$921 millones; y obras de recuperación de 18 escenarios deportivos de El Centro, \$463 millones. La contratación de bienes y servicios es sustancial, mientras la

vinculación de mano de obra es cercana a las 10 mil personas.

El objetivo de Ecopetrol es seguir fortaleciendo la refinería para que produzcamos barriles eficientes que se transformen en beneficios para la comunidad.

Fuente: Vanguardia

## **Semana**

### **Las escandalosas cifras de los atentados a la infraestructura petrolera**

<http://www.semana.com/nacion/articulo/las-escandalosas-cifras-de-los-atentados-la-infraestructura-petrolera/435051-3>

En lo corrido del año van 51 ataques, más de 100.000 barriles de crudo perdidos y 102.000 millones de pesos en daños.

En medio de la complicada situación financiera que afrontan las compañías petroleras colombianas por la caída de los precios del crudo, este año se ha agregado un problema adicional de consecuencias nefastas: los atentados contra la infraestructura de oleoductos y los bloqueos de comunidades o trabajadores de las zonas productoras.

Según un informe de la Cámara Colombiana de Servicios Petroleros (Campetrol), en lo corrido del año se han registrado 51 ataques que se tradujeron en pérdidas millonarias de recursos. El segundo trimestre del año fue el más dramático porque se reportaron 49 atentados, un incremento sustancial frente al primer trimestre del año, cuando se registraron sólo dos.

Los costos totales relacionados con las reparaciones de las tuberías, la descontaminación de los ríos, la pérdida de petróleo y pago de personal, entre otros, ascienden a 102.000 millones de pesos en los primeros siete meses del 2015. Esta es una cifra significativa para las empresas que están haciendo grandes esfuerzos para salir adelante tras el vendaval producido por el desplome del 50 % en la cotización del barril del crudo. Muchas compañías están reduciendo costos, despidiendo personal y terminando contratos para enfrentar la disminución en sus ingresos. Por eso los atentados son un golpe mortal para sus finanzas.

Pero los costos son incalculables frente al daño que ocasionan al medio ambiente. Basta recordar el reciente atentado contra el oleoducto Trasandino, que provocó el derrame de 410.000 galones de crudo y que dejó sin agua durante varios días a más de los 160.000 habitantes de Tumaco. Este hecho fue calificado como el mayor atentado ambiental en los últimos 10 años en el país.

Este año Ecopetrol ha perdido más de 50.000 barriles de petróleo producto de estos

ataques. El total de pérdidas de esta naturaleza en el país supera los 100.000 barriles, que implica una disminución en ventas de crudo de 7.200 millones de pesos para Ecopetrol y de 14.560 millones de pesos a nivel nacional.

Pero las compañías petroleras están presentando otra difícil situación que se está dejando avanzar. Es el tema relacionado con los bloqueos de las comunidades y de los trabajadores que les hacen mayores exigencias económicas a las compañías. Muchas comunidades esperan que las petroleras hagan las inversiones que debe hacer el Estado. En lo corrido del año el número de incidentes de esta naturaleza asciende a 159.

La situación es muy grave y según Campetrol, requiere acciones contundentes para evitar mayores pérdidas a un sector que le genera ingresos millonarios a la nación.

Fuente: Semana

## EL TIEMPO

# 'Ayuda de la EEB al metro no descapitalizará a la empresa de energía'

<http://www.eltiempo.com/bogota/metro-no-descapitalizara-a-la-empresa-de-enerгаа/16106823>

Compañía aportará \$ 458.851 millones de sus reservas para ayudar a financiar primera línea de metro.

El presidente de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), Ricardo Roa, aseguró que la compañía no se va a descapitalizar ni sus planes de expansión previstos de aquí al 2025 se afectarán con la liberación de reservas que se aprobó en la compañía, por 458.851 millones de pesos, para financiar la primera línea del metro de Bogotá.

¿Cuáles son las reservas con las que se apoyará la primera línea del metro?

Eran reservas constituidas desde el 2007 que ya habían cumplido su propósito. En los últimos 4 años, el grupo (incluida la filial TGI, Trecca y demás como Contugas) ha hecho inversiones por 3,4 billones de pesos. En los balances de la empresa el total de reservas acumuladas de los accionistas son de 2,4 billones y de las posibles distribuibles son 1,1 billones. Lo que hicimos en la asamblea extraordinaria de accionistas fue liberar de ese cupo total 458.851 millones de pesos, con lo que en proporción a la participación que tiene el Distrito en la EEB, de 76,28 por ciento, se le liberarían vía dividendos 350.000 millones. En la ETB se hizo un ejercicio igual y liberarán otros 350.000 millones.

¿Se sacrificarán inversiones en proyectos de expansión?

Sumados a los 3,4 billones de pesos de los proyectos que ya están en ejecución (en la Transportadora de Gas Internacional -TGI- y expansiones UPME), hay una disponibilidad de 1,7 billones de pesos de aquí al 2020 para esas expansiones y ampliación de las redes

de nuestro sistema e inversiones en filiales fuera del país. No hay tal que se pueda afectar el plan de negocios de la compañía de aquí al 2020 y menos en la ventana del 2020 al 2025, donde tenemos previsto un plan de expansión cercano a los 5 billones de pesos.

¿Cómo será el proceso de entrega de estas reservas?

Como el proyecto metro va a tener un periodo de construcción entre 7 y 10 años, no habrá un solo desembolso. Lo que aprobó la asamblea fue que para cumplir con el Código de Comercio, una vez liberadas las reservas y decretados los dividendos, a los accionistas minoritarios se les hará el pago de 108.000 millones al año siguiente de haber sido decretados, en este caso, el 5 de julio del 2016. Para el Distrito se planteó un desembolso a futuro. Se le generarán dividendos anuales por 30.000 millones de pesos, desde el 2017 y por los primeros cinco años. Para el sexto año, es decir, desde el 2023 al año 2028, se le entregarán otros 40.000 millones de dividendos adicionales a los ya proyectados. Esto es real, no teórico. Tan real como que entre el 2005 y el 2014 la EEB les entregó a los accionistas dividendos por 4,6 billones, de los cuales al Distrito le correspondieron 3,7 billones. Del 2015 al 2026 está presupuestado decretar dividendos por 7,8 billones. Para el Distrito serían 6,04 billones.

¿Por qué tan seguros de obtener ese monto de dividendos futuros?

Por los negocios de la compañía que están en monopolios regulados, y por las metodologías de remuneración. Por eso, prácticamente entre el 60 y el 65 por ciento de los ingresos de la EEB son predecibles y estables. Casi el 49 por ciento de la generación de dividendos viene de las utilidades que recoge la compañía de sus participadas (Codensa, Emgesa, Gas Natural, Promigás...).

¿Los dividendos son seguros porque salen de las tarifas que pagamos los usuarios?

No se hace el ejercicio sobre la premisa de que las tarifas van a crecer y de que eso es lo que genera los dividendos. Se hace sobre la base de las metodologías actuales de remuneración vía regulación que existen y sobre eso se hacen proyecciones de flujos de dividendos futuros y generación de utilidades de las compañías.

¿Dónde depositarán o cómo manejarán la entrega de dividendos al Distrito?

Desde la Financiera de Desarrollo Nacional se está pensando un manejo de estos recursos vía encargo fiduciario para que en la confluencia de dineros de la Nación y el Distrito haya un manejo transparente, expedito, rentable y eficiente.

¿Hay fecha de reunión para el Conpes del metro con sus fuentes de financiación?

Esos son temas de agenda del Gobierno Nacional y del alcalde Petro, pero la redacción del documento está avanzando. Además, se hará próximamente un foro en el que se discutirá la estructura óptima de la forma de contratación del metro de Bogotá. Para unos, es mejor hacer un único contrato y otras opiniones consideran que para mitigar riesgos es mejor manejar más de un contrato. Eso se discutirá en este foro abierto que se convocará con expertos y donde se expondrán experiencias internacionales. De ahí saldrá definición



de cómo estructurar los pliegos para la licitación que en la agenda deben estar hacia finales de octubre de este año.

Finanzas no se afectan

La empresa ni se va a descapitalizar ni su plan de expansión hacia el futuro se va a afectar. Tenemos una compañía muy sólida, con 20 billones de pesos en activos, con utilidades por 980.000 millones de pesos en el último año y con indicadores óptimos.

¿Y por qué no destinan más dinero para mejorar la calidad del servicio?

Una cosa es la disponibilidad de energía firme para atender la creciente demanda del servicio de energía en el país. Ello está garantizado por las convocatorias para expansión que se han venido desarrollando desde el 2007. Este año entran 1.500 megavatios de capacidad firme en Sogamoso, Quimbo y Gecelca 3. Representan 10 % más de incremento de generación de capacidad en el sistema actual en Colombia.

‘Sin Nueva Esperanza hay riesgo de apagón en 2016’

¿Qué ha hecho la EEB para que la luz falle menos y no exploten subestaciones?

El sistema centro, con su anillo de transmisión que da los flujos de energía hacia Bogotá, se ha reforzado. Un sistema de compensación reactiva entró a operar a finales del año pasado y permitió atender los picos en la demanda en diciembre, sin ningún problema de racionamiento.

¿Seguimos con el riesgo de un racionamiento para diciembre del 2016?

Para garantizar esa demanda en el 2016, sí es fundamental la entrada del proyecto Nueva Esperanza de EPM, y para diciembre del 2017, del proyecto Chivor II norte Bacatá, que le darán robustez y confiabilidad al sistema.

Y si no entra en operación Nueva Esperanza...

Se confía que el proyecto esté listo a comienzos del próximo año.

¿Qué está haciendo el Distrito para mejorar la calidad del servicio?

En distribución, desde el 2011 Codensa implementa un proyecto para mejorar la calidad centrado en innovaciones, tecnología y modernización.

Con los proyectos en marcha, los indicadores de frecuencia y duración de fallas, con los que se mide la calidad del servicio, impactarán positivamente en 5 años.

¿Cuáles son esos indicadores?

En lo corrido hasta junio del presente año, los indicadores han mejorado: un 11 por ciento en cuanto a que las fallas duren menos y un 6,3 por ciento, en que ya son menos frecuentes, en comparación con el 2014. Se espera que con las cuantiosas inversiones que se vienen haciendo se alcance para el 2019 una mejora por encima del 50 por ciento en estos indicadores.

Fuente: El Tiempo



## “Petroprecios, impacto negativo para concurso”

<http://www.razon.com.mx/spip.php?article269122>

Exxon, Chevron, Total, Pacific Rubiales... se retiran de la subasta; Hacienda niega modificar el porcentaje mínimo para el Estado, pues “el petróleo es de la nación”

Los bajos precios del petróleo a nivel internacional tuvieron un efecto negativo en la primera convocatoria de licitaciones de la Ronda Uno, pues reducen la capacidad de ganancias, inversión y el interés de las petroleras para explorar yacimientos, reconocieron los representantes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y las secretarías de Hacienda y Energía.

En conferencia, tras una jornada de seis horas para asignar los primeros 14 bloques petroleros, el comisionado presidente de la CNH, Juan Carlos Zepeda, mencionó que los petroprecios son sólo un efecto, por lo que evaluarán los resultados obtenidos para reflexionar sobre las siguientes fases de la Ronda Uno.

“Los precios internacionales del petróleo tuvieron un efecto, lo cual ha reducido la capacidad de inversión a las petroleras. Pero es muy pronto para tener conclusión, por lo que evaluaremos los resultados al interior de la CNH”, precisó Zepeda.

Incluso, estimó que las empresas no se presentaron a esta primera etapa para prepararse para las siguientes licitaciones, donde buscan más recursos prospectivos o campos en aguas profundas, donde tienen mayor experiencia.

Hay que resaltar que se retiraron del concurso 16 de las 25 firmas participantes, entre ellas se encuentran algunas de las más importantes a nivel internacional, como Chevron, Exxon Mobil, Lukoil Overseas, Pacific Rubiales y Total.

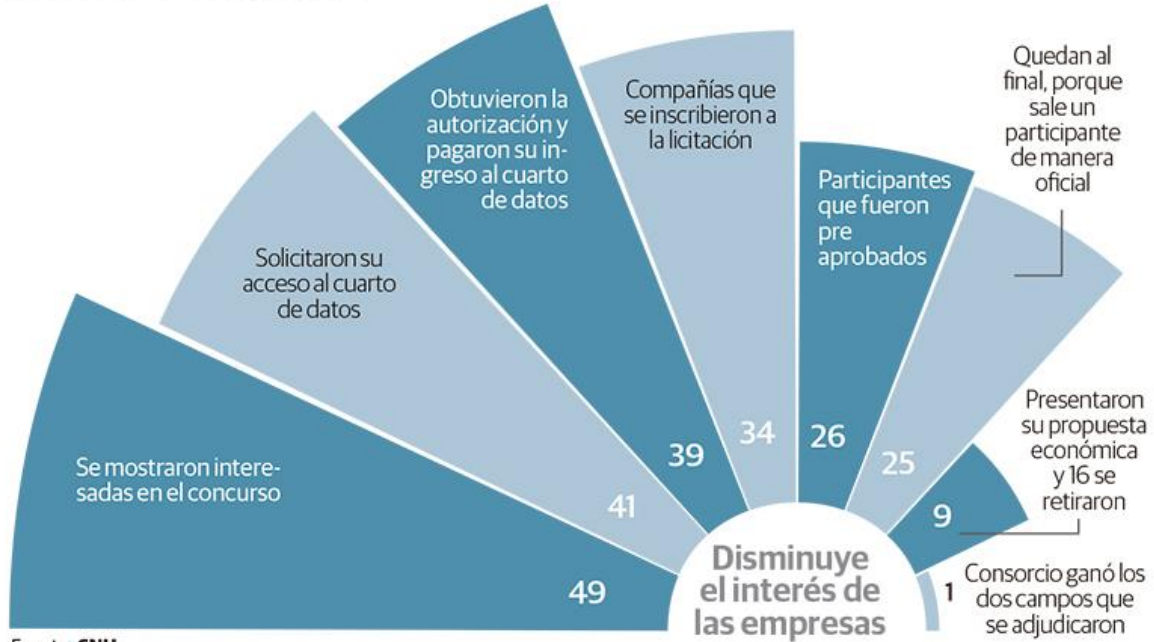
Además, se retiró la británica BG Group, y las mexicanas Diavaz Offshore y Petrobal, que participaban con otras empresas en consorcios, como se observó en la presentación de resultados.

En ese sentido, la subsecretaria de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (Sener), Lourdes Melgar, reconoció que estos 14 yacimientos en aguas someras, representaban un alto riesgo para las empresas, pues primero tendrían que destinar sus recursos a explorar los campos petroleros y luego explotarlos.

Ante ello, dijo que se evaluará el lanzamiento de la cuarta etapa, en la que se concursarán áreas profundas y aceites extrapesados, y la quinta licitación de no convencionales, ya que resulta más costoso invertir en estos yacimientos.

De 49 participantes que al principio buscaban entrar en la primera convocatoria de la Ronda Uno, nueve se registraron, siete presentaron su propuesta económica, y al final uno de ellos obtuvo los dos campos que se adjudicaron.

(Número de compañías)



## Las que concursaron en la licitación

Cinco empresas individuales y cuatro consorcios fueron las que presentaron propuestas económicas para obtener uno de los 14 bloques petroleros.

### De manera individual

- » Atlantic Rim México
- » Cobalt Energía de México
- » Hunt Overseas Oil Company
- » ONGC Videsh Limited
- » Statoil E&P México

Las que concursaron

### En consorcio

- » ENI International
- » CASA Exploration
- » Murphy Worldwide
- » PETRONAS Carigali International
- » Pan American Energy
- » E&P Hidrocarburos y Servicios
- » Talos Energy LLC
- » Sierra Oil & Gas
- » Premier Oil

Fuente: CNH

El subsecretario de Ingresos de Hacienda, Miguel Messmacher, negó que el precio mínimo establecido por la SHCP sea elevado, pues está en línea con los contratos internacionales de producción compartida. “Realizaremos un análisis y diagnóstico de la Ronda, pero los valores mínimos se fijaron dependiendo de la prospectiva del yacimiento y así se continuará haciendo”, advirtió.



Para el bloque 2 el consorcio cederá al gobierno de 74 a 86 por ciento de las utilidades; mientras que del área 7 se le otorgará entre 83 y 88 por ciento.

Fuente: La Razón. México