

EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Septiembre 24 de 2015

- **Colombia cuenta con 528 mil vehículos convertidos a gas natural vehicular**
- **Ecopetrol iniciará explotación en bloque CPO-09 en octubre**
- **Retos de los crudos pesados en Colombia**
- **Cinco firmas construirán 3.000 megas eólicos en La Guajira**
- **ANH le apunta a minironda petrolera para diciembre**

LANOTAECONOMICA

Colombia cuenta con 528 mil vehículos convertidos a gas natural vehicular

<http://www.lanotadigital.com/business/colombia-cuenta-con-528-mil-vehiculos-convertidos-a-gas-natural-vehicular-45441.html>

Cada vez son más los vehículos que circular con Gas Natural Vehicular en el país. Según reportes de Gas Natural Fenosa, en Colombia se han convertido 528.000 vehículos con este combustible, siendo Colombia el tercer país con mayor número de conversiones a gas natural vehicular en América Latina.

Las principales razones por las que se ha visto esta tendencia en el mercado, radica en los múltiples beneficios del Gas Natural Vehicular en términos de economía, eficiencia vehicular, aplicaciones y cuidado del medio ambiente.

En materia de economía y eficiencia vehicular, específicamente en el gasto de combustible a causa de la congestión vehicular, según investigaciones de Gas Natural Fenosa, hay una pérdida de autonomía del vehículo de 12 km/galón que es un 25% de pérdida frente a la ficha técnica del vehículo. En costos esto significa un valor aproximado de \$278.254, en cuanto al gas vehicular, esta pérdida de autonomía por el trancón tan solo sería de \$148.680, lo cual representa un ahorro de \$129.574 al mes.

En el caso de un taxi con autonomía de 47 km/galón, que trabaja 26 días al mes, con un recorrido diario de 250 kms, con un costo de galón de gas equivalente de \$4.350/galón y una gasolina de \$8.141/galón (Medición del 3 Sept), tiene un ahorro al día de \$20.165 y al mes de \$524.287.

“Uno de los aspectos más atractivos para la conversión a gas natural en los vehículos es el cuidado del medio ambiente, teniendo en cuenta que hoy en día la movilidad sostenible es una práctica adoptada a nivel mundial. Los vehículos dedicados a gas natural vehicular son un gran aporte a esta causa ya que reducen el material particulado comparado con vehículos diesel en un 100%, eliminando los problemas de contaminación en el interior de las urbes, además reducen 18% las emisiones de CO₂, 90% el CO y un 95% los óxidos de nitrógeno. Actualmente, son considerados los vehículos más limpios del mercado

comparados con cualquier combustible fósil”, asegura René Perea, Director de Grandes Clientes y Soluciones Energéticas de Gas Natural Fenosa.

Otra de las principales ventajas del gas natural vehicular es su diversidad en la aplicación, ya que este puede ser utilizado en automóviles, aviones, avionetas, lanchas, trenes, motos, buses y camiones de todo tipo que funcionan con este combustible.

Desde el punto de vista logístico y administrativo, el uso de este combustible en los vehículos de flota y carga pesada trae múltiples beneficios principalmente porque todos los que operan con gas natural vehicular están identificados con un chip que alimenta una base de datos que determina de forma precisa, el consumo de combustible de la flota y asimismo, llevar un control estricto sobre cada vehículo.

Otra gran ventaja de este combustible es su bajo nivel de pérdidas por causas de evaporación y los derrames, ya que al ser más liviano que el aire, ante una eventual pérdida éste se evapora rápidamente. En Bogotá este tipo de accidentes se presentan principalmente debido a los fuertes cambios de temperatura, la menor presión atmosférica y la mezcla del carburante con alcohol, lo que puede generar pérdidas de hasta un 4%.

En Colombia, el uso del gas natural vehicular es aplicado en sistemas de transporte masivo en ciudades como Medellín con el Metroplus, como una muestra de la apuesta por la movilidad limpia y sostenible.

Fuente: La Nota Económica

Portafolio

Ecopetrol iniciará explotación en bloque CPO-09 en octubre

<http://www.portafolio.co/negocios/ecopetrol-iniciara-explotacion-bloque-meta>

El 23 del próximo mes se cumple el plazo para que quede en firme la licencia ambiental. Son 7.000 barriles diarios los que le adicionará a Ecopetrol y a Repsol el inicio en firme de la producción del bloque CPO-09, localizado en el área Acacias, en Meta.

Desde 2013 Ecopetrol declaró que era comercialmente viable desarrollar este bloque, sin embargo hasta mayo de este año la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Anla, dio el primer visto bueno al plan de manejo presentado por la compañía.

En julio, entregaron la Licencia Ambiental revisada, después de recibir las observaciones de la petrolera y ahora hay un plazo hasta el 23 de octubre para entregar el documento definitivo. Para aprobar la licencia solo falta recibir y responder las inquietudes de terceros intervinientes en el proyecto.

Así las cosas a final del próximo mes la petrolera podría iniciar la producción en este bloque.

En las perforaciones de prueba se ha llegado hasta los 10.000 barriles diarios, pero la meta de la empresa, para 2020, es que este proyecto le adicione 50.000 barriles promedio diario a su balance de producción.

Repsol tiene una participación de 45 por ciento en CPO-09, y Ecopetrol de 55 por ciento.

Fuente: Portafolio

EL ESPECTADOR

Retos de los crudos pesados en Colombia

<http://www.elespectador.com/noticias/economia/retos-de-los-crudos-pesados-colombia-articulo-588330>

Desde el 2000, la dependencia de este hidrocarburo pasó de 10 a 53%. La crisis de los precios afecta aún más este recurso por ser más barato en el mercado foráneo. La nueva realidad de los precios del petróleo, con cada vez mayor volatilidad, ha afectado otro frente sensible para Colombia y es el de los crudos pesados. Mientras en 2000 la producción de este tipo de petróleo apenas llegaba al 10%, en la actualidad supera el 50%. “Esto, además de plantear un reto desde el punto de vista de costos de producción, sugiere un desafío porque la tarifa es más baja de la que se paga por crudos livianos”, explicó el director de Fededepartamentos, Amylkar Acosta.

A pesar de que el factor de recobro, que es de 17%, todavía está muy por debajo del esperado, según el presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Mauricio de la Mora, desde el Gobierno se han tomado medidas para mejorar los índices. “La dependencia del crudo pesado está cercana al 50% de la meta del millón de barriles. Un alivio o una acción que se tomó para aumentar el factor de recobro, que aunque no está dentro de las funciones de la ANH, pero lo integramos, fue darles la oportunidad a las empresas que quieran meterse en el recobro que entreguen unas regalías mínimas o escalonadas”.

La importancia de este proceso es el aprovechamiento de los campos en su máxima expresión, sin embargo, la situación actual obliga a las empresas a considerar cuáles son las movidas más estratégicas. Ese proceso de decisión ha traído un proceso que, de acuerdo con el presidente de la Asociación Colombiana de Petróleo, Francisco Lloreda, es dramático para el sector petrolero en el largo plazo, pues mientras las expectativas son altas por lo que pueda suceder en la exploración off shore en el mar Caribe, el on shore prácticamente está reducido a su mínima expresión. Por eso llamó a las empresas y al Ejecutivo a hacer un planteamiento más claro de lo que el país quiere de la industrial de hidrocarburos.

Entre tanto, el presidente de Ecopetrol, Juan Carlos Echeverry, manifestó que la crisis ha desatado una suerte de “incertidumbre” y una “desazón” en el grupo productivo. Destacó, además, que las medidas que ha tomado la estatal para reducir los costos lograron cumplir la meta de ahorro en agosto y ampliarla a \$2,2 billones. Entre tanto, el costo por levantamiento de barril -lo que cuesta sacar un barril de crudo del subsuelo hasta la superficie- se redujo US\$3, pasando de US\$7,50 por barril y en lo corrido de este año quedó en US\$4,50 por barril.

En medio de los debates por el futuro petrolero del país está la discusión trascendental de la afectación que ha tenido el bajonazo en las finanzas públicas de Colombia. “En 2013 fueron más de \$23 billones lo que generó la renta petrolera, en 2014 la cifra fue cercana a

\$19,6 billones, el estimativo para este año es de \$9,6 billones y para el próximo las proyecciones son de \$3,3 billones, lo que plantea enormes retos”, dijo Acosta.

Fuente: El Espectador



Cinco firmas construirán 3.000 megas eólicos en La Guajira

http://www.larepublica.co/cinco-firmas-construir%C3%A1n-3000-megas-e%C3%B3licos-en-la-guajira_304166

Después de que la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme) dio a conocer el estudio en el que se identifica el potencial que tiene cada región en energías renovables, el director de la entidad, Jorge Valencia Marín, también explicó que en energía eólica es donde se ven las oportunidades tangibles del país. Y es por esa razón, que ya hay cinco empresas que han expuesto su interés de construir 3.000 megavatios de este tipo en La Guajira.

“Hay varias empresas que ya han solicitado conexión y se han venido haciendo públicas. Tres grandes generadores, Isagen, Enel y EPM, además de otras empresas extranjeras como Begonia Power y Jemeiwaa K’ai. También, con la inclusión de los decretos de la Ley 1715, que genera incentivos tributarios para este tipo de producción, hay otras empresas que pueden presentar interés, ya que los 3.000 megavatios son los que tenemos solicitados hasta hoy”, explicó Valencia Marín.

Esto ubicaría a Colombia por encima de países latinoamericanos como Perú, Panamá, Chile y México que cuentan hoy con capacidades eólicas instaladas de 148 megavatios (MW), 220 MW, 836 MW y 2,3 GW, respectivamente, y nos acercaría a Brasil que ha logrado llegar a 5,3 GW. Hoy, y desde hace 10 años, Colombia cuenta solo con 19,5 MW conectados al Sistema Nacional.

Según explicó el ingeniero de Ingesertec, Juan Mariño Jerez, esto se da porque la construcción de proyectos eólicos es de las más costosas del mundo, inclusive los costos son superiores a los megavatios hidroeléctricos que tienen más complicaciones, “por lo que estos proyectos a veces suenan un poco utópicos. Más, cuando se necesitarían tantas tierras para la instalación de estos parques, ya que una turbina solo produce cerca de 5 megavatios. Sin olvidar, que estas representan 63% de las inversiones requeridas en el proyecto”, explicó.

Ahora, el Gobierno señala que son los incentivos creados con la Ley 1715 y el estudio de la Upme, el cual encontró que en el caso específico de La Guajira los vientos son considerados como de los mejores de Sur América, los que estarían atrayendo el interés de los inversionistas.

Según el estudio, “en este departamento se concentran los mayores regímenes de vientos alisios que recibe el país durante todo el año con velocidades promedio cercanas a los nueve metros por segundo (a 80 metros de altura), y dirección prevalente este-oeste los cuales se estiman representan un potencial energético que se puede traducir en una capacidad instalable del orden de 18 GW eléctricos, es decir, casi 1,2 veces la capacidad de generación instalada en todo el sistema a diciembre de 2014 (15.465 MW)”.

Ahora, la mayoría de nuevos proyectos están congregados en Maicao donde las plantas de Begonia Power (Acacia, Camelia 1 y 2) e Isagen (Guajira II) suman 654 megavatios, lo que genera otros inconvenientes.

“Si bien es cierto que este tipo de plantas se construyen más rápido, todo el tema de los resguardos indígenas en La Guajira podría crear varios conflictos para las empresas interesadas”, explicó Ángela Montoya, presidenta de Acolgen.

Cuestión que por ejemplo tiene que analizar Jemeiwaa Ka’i, ya que sus proyectos están en Uribia, donde en las 3.741 hectáreas predispuestas cuentan con comunidades de la etnia Wayúu, por lo que debe pensar en planes para esta población.

Finalmente, frente al licenciamiento la situación no es más fácil, ya que la Anla exige los mismos requisitos ambientales y consultas previas. Es por esta razón, que hay expertos que señalan que el Gobierno está siendo muy ambicioso señalando que en La Guajira se pueden construir hasta 20.000 MW, y que hay que analizar la razón por la que EPM tiene hace 10 años la misma capacidad, y prefirió construir en Chile.

Costos de instalación y beneficios

Según la Upme las razones que llevan a considerar el desarrollo de proyectos eólicos en La Guajira, que justifican el esfuerzo y costos requeridos, son varias. “Por un lado, vale la pena considerar el valor asociado al uso del recurso de La Guajira que está en capacidad de sustituir el gas natural que es utilizado para la generación de energía eléctrica. Por otra parte, este mismo beneficio puede ser entendido como la reducción en la necesidad de despachar plantas de generación de alto costo”, explicó el funcionario.

Las opiniones

Jorge Valencia Marín

director de la unidad de planeación minero energética

“Hay cinco empresas que ya han solicitado conexión y se han venido haciendo públicas. Además con la Ley 1715 y las subastas hay más compañías con gran interés”.

Angela Montoya

presidenta de acolgen

“Si bien es cierto que este tipo de plantas se construyen más rápido, todo el tema de resguardos indígenas en La Guajira podría crear varios conflictos para las empresas”.

Fuente: La República

Portafolio

ANH le apunta a minironda petrolera para diciembre

<http://www.portafolio.co/economia/minironda-petrolera-diciembre-apuesta-anh>

La Agencia Nacional de Hidrocarburos planea publicar en un mes borrador del reglamento con los requisitos para participar en esta subasta. Se ofrecerían, en principio, tres bloques. El plan de reestructuración del mecanismo para realizar las subastas de bloques petroleros en el país está en pleno desarrollo, y la autoridad encargada, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, le apunta a ver los frutos de este proceso en diciembre de este año.

Portafolio pudo confirmar que la ANH planea realizar en diciembre de este año una minironda petrolera, en la que ofertará tres bloques, que aún no se han definido. Desde principios de este año el presidente de la Agencia, Mauricio De La Mora, informó que la idea era que el proceso competitivo de bloques petroleros se hiciera con menos áreas para subastar y mayor frecuencia.

“Colombia no se puede dar el lujo de mantener esa dinámica de rondas cada dos años, necesitamos un esquema permanente de inversión, y lo que estamos haciendo es mejorando toda la parte de geología y geofísica para ofrecer bloques de calidad que nos permitan incentivar tanto exploración como explotación”, explicó el presidente de la ANH, Mauricio De La Mora.

Según reveló el funcionario en el panel inaugural del Congreso Crudos Pesados en América Latina, organizado por Campetrol, la idea es que en un mes esté listo el borrador para el reglamento de las rondas directas, para comentarios.

“Todo lo que estamos haciendo en este instante tiene que aguantar tribunal, es decir, necesitamos hacer legislaciones fuertes, poderosas, que aguanten cualquier tipo de demanda o proceso judicial. Estamos trabajando al interior de la Agencia toda la parte legal, con los abogados asesores, para poder darle la vuelta al Acuerdo 04 del 2012 (que define los criterios de asignación de áreas), que es el que nos va a permitir tener esa dinámica de entregar áreas permanentes”, explicó De La Mora.

RETRASOS EN INVERSIÓN

Desde su creación, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha realizado cinco rondas petroleras y dos minirondas, desde el 2007 hasta el 2014.

En total, en estos procesos se han firmado 221 contratos para exploración y producción y evaluación técnica, con compromisos de inversión por 7.337 millones de dólares, de los cuáles solo se han ejecutado 1.418 millones de dólares, es decir, menos del 20 por ciento de los compromisos, según los datos de Campetrol.

En procesos de contratación directa, se han firmado 145 contratos de exploración y producción, y 14 de evaluación técnica, que suman compromisos de 3.129 millones de dólares, de los cuales se han ejecutado 2.107 millones de dólares.

Es decir, que la tasa de cumplimiento en los contratos de asignación directa es mayor. Los atrasos en la inversión se han dado por cuenta de problemas operativos, en su mayoría, como conflictos con las comunidades y demoras en los trámites de licencias ambientales.

Con los acuerdos 02 y 03, que permiten aplazar compromisos de inversión, la ejecución de estos recursos podría retrasarse aún más.

YA VAN 158 PETICIONES PARA ACOGERSE A ACUERDOS 02 Y 03

De acuerdo con las cifras presentadas ayer por el ministro (e) de Minas y Energía, Carlos Eraso Calero, las empresas aumentaron sus solicitudes para acogerse a las medidas de flexibilización de los términos de los contratos para exploración y producción de petróleo. En total se han hecho 158 solicitudes, de las cuales la mayoría (el 81 por ciento) son peticiones de extensión de los contratos para exploración, de los plazos para declarar comercialidad y finalizar las fases de evaluación técnica. Solo una solicitó extensión de compromisos para contratos costa afuera.



De estas solicitudes, aún no se sabe cuántas podrán ser aprobadas, pues la Agencia tiene que revisar si las empresas solicitantes cumplen con las condiciones fijadas por la norma. Como parte de las medidas para facilitar las operaciones de las empresas petroleras, la ANH ya aprobó y publicó en su página web los términos del Acuerdo 04.

Con esta nueva norma, las empresas que tengan contratos de evaluación técnica podrán acreditar algunas de las actividades realizadas como parte de la primera fase del contrato de exploración y producción de hidrocarburos, sin necesidad de cambiar el contrato. Esto ahorra, para las petroleras que cumplan con los requisitos, un paso en la actividad exploratoria.

Fuente: Portafolio