



## DOCUMENTO DE TRABAJO 01/2014

---

# COMISION DE LA ENERGIA Y SU RELACION CON LA SEGURIDAD Y DEFENSA. CESEDEN LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

---

*Este documento forma parte del Trabajo de Investigación de 2013 de la Comisión de Energía del CESEDEN integrada por los siguientes miembros:*

*Presidente: Guillermo Velarde Pinacho, Vocal Secretaria: M<sup>a</sup> del Mar Hidalgo García.  
Vocales: José Canosa, Rafael Caro Manso, Natividad Carpintero Santamaría, José Luis Díaz Fernández, Emilio Mínguez Torres, José Manuel Perlado Martín, Juan José Sanz Donaire, Enrique Soria Lascorz y Juan Velarde Fuertes.*

Enero 2014



**DOCUMENTO DE TRABAJO 01/2014**

---

**COMISION DE LA ENERGIA  
Y SU RELACION CON LA  
SEGURIDAD Y DEFENSA.  
CESEDEN  
LOS HIDROCARBUROS NO  
CONVENCIONALES**

---

Enero 2014



## LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

### Resumen:

Se denominan así los hidrocarburos que requieren para su extracción, transporte y manipulación tratamientos distintos de los convencionales. Se analizarán sucesivamente los petróleos y gases naturales no convencionales.

Los principales petróleos no convencionales son los siguientes: Crudos extra pesados (10<sup>º</sup> API) cuyas reservas más importantes están situadas en Venezuela (del orden de 250Gb –giga barriles, mil millones de barriles- recuperables). Arenas bituminosas localizadas preferentemente en Canadá (reservas recuperables del orden de 450Gb).

Las reservas de gas natural no convencional son muy importantes, destacando el contenido en arenas compactas en formaciones carboníferas y en pizarras compactas. En Estados Unidos la producción actual de gas natural no convencional es próxima al 50% de la producción total, habiendo alcanzado la autosuficiencia en este combustible.

### *Abstract:*

*Unconventional hydrocarbons are those that require for their removal, transportation and handling other treatments than those required for conventional hydrocarbons. This paper analyzes both, unconventional oils and natural gases.*

*The main non-conventional oils are: Extra heavy oil (10<sup>º</sup> API) whose most important reserves are located in Venezuela (about 250 Gb recoverable). Tar sands, preferably located in Canada (recoverable reserves of around 450 Gb).*

*Reserves of unconventional natural gas are important specially because of their contents on tight sands, coal formations and tight sands. Current U.S. production of unconventional natural gas is close to 50% of total production, having achieved fuel self-sufficiency.*

### Palabras clave:

Hidrocarburos no convencionales; Arenas bituminosas; Crudos extrapesados; Biocarburantes; Arenas compactas; Formaciones carboníferas; Pizarras.

### *Keywords:*

*Unconventional hydrocarbons; Tar sands; Extra-heavy oil; Biofuels; Tight sands; Coalbed methane; Shale gas.*



## **PETRÓLEOS NO CONVENCIONALES**

Por orden de viabilidad técnico-económica se clasifican del modo siguiente:

### **Arenas bituminosas**

Las reservas recuperables se sitúan entre 300 y 650 Gb (giga barriles, mil millones de barriles), el 68% de las cuales están en Alberta (Canadá). La densidad del bitumen está comprendida entre 8º y 11º API, y su contenido en azufre es del orden del 5% en peso. La producción actual es de 1,2 Mb/d (mega barriles por día, millón de barriles por día) y se espera alcanzar los 5,9 Mb/d en 2030.

La producción del bitumen puede realizarse extrayendo las arenas mediante minería convencional a cielo abierto o mediante las técnicas de producción caliente con inyección de vapor.

La producción minera sólo es aplicable cuando el recubrimiento no supera los 50 m. El bitumen se separa de la arena con diferentes técnicas y después se realiza el "upgrading". Se espera alcanzar una producción de bitumen en 2030 con técnicas mineras del orden de 1,4 Mb/d.

La producción caliente mediante inyección de vapor afecta poco al terreno, requiere menos mano de obra y su factor de recuperación se sitúa en el entorno del 30%. La relación vapor/bitumen varía de 3 a 4.

El "upgrading" del bitumen se realiza con instalaciones convencionales de coquización e hidrocracking. El consumo de hidrógeno es importante.

Los dos sistemas de producción y "upgrading" son fuertemente consumidores de energía. Actualmente se utiliza en Canadá gas natural como combustible para la producción de vapor, electricidad e hidrógeno. El fuerte consumo de gas natural, con las consiguientes emisiones de CO<sub>2</sub> hace que se esté considerando la utilización de energía nuclear o centrales de carbón para reducir estas emisiones.

### **Crudos extra pesados**

Las reservas recuperables ascienden a unos 400 Gb, el 60% de las cuales se encuentran en Venezuela. El petróleo está a 50ºC y tiene una viscosidad suficientemente baja como para que fluya de manera natural (producción fría) a través de pozos horizontales. El petróleo, para su transporte, se emulsiona en agua con un agente



estabilizante de la emulsión o se fluidifica con un disolvente tipo nafta.

El crudo extra pesado puede utilizarse directamente como combustible para la generación de electricidad o someterse a un “upgrading” similar al realizado con el bitumen en Canadá.

Los costes de producción son algo inferiores a los de las arenas bituminosas. La AIE prevé una producción muy reducida de estos petróleos fuera de Venezuela en 2030. La producción de este país es incluida por la AIE dentro de los petróleos convencionales.

### **Pizarras bituminosas**

Existen reservas muy importantes de pizarras bituminosas concentradas en gran parte en Estados Unidos. El petróleo se obtiene a partir del kerogeno contenido en las pizarras que se extraen con minería convencional cuando están situadas a poca profundidad.

Las pizarras se someten a un proceso de destilaciones en retortas, obteniendo un aceite bruto que se hidrogena para eliminar el azufre y los componentes insaturados. El producto se fracciona en una refinería convencional. El proceso es fuertemente consumidor de energía, del orden del 30% del petróleo producido, y emite entre 0,18 y 0,25 toneladas de CO<sub>2</sub> por barril producido. Los costes pueden alcanzar los 120\$/b sin tener en cuenta la penalidad por las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Existe un proceso en fase de demostración, consistente en destilar el kerogeno “in situ” mediante calentadores eléctricos introducidos en pozos verticales. Después de un largo período de calentamiento, de dos a tres años, se alcanza una temperatura suficiente para obtener a partir del kerogeno líquidos y gases que se extraen por pozos intercalados entre los anteriores.

En Puertollano, a partir de pizarras bituminosas, se produjeron del orden de 1,1 millones de toneladas de petróleo sintético en la década de los 50, pero la producción tuvo que ser abandonada por sus elevados costes. En Estados Unidos, en 1980, con un precio del petróleo de 110\$ de 2011 por barril, se iniciaron importantes proyectos que tuvieron que paralizarse cuando el precio del petróleo descendió a 20\$ de 2011 por barril en el año 1986 y sucesivos.

De todo lo anterior se deduce que los petróleos no convencionales sólo podrán contribuir de manera significativa a la demanda prevista dentro de varias décadas, si se superan barreras tecnológicas que afectan tanto a su extracción como a su



manipulación, teniendo además en cuenta que la cadena completa es fuertemente consumidora de energía y emisora de CO<sub>2</sub>.

### **Biocarburantes**

Tienen la propiedad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, ser renovables y contribuir a una agricultura sostenible. Desgraciadamente, los biocarburantes producidos en Europa, el bioetanol a partir de cereales, y el biodiesel a partir de aceites vegetales, tienen inconvenientes graves. Por una parte elevados costes de producción que en España se cifran en un extracoste de 492 €/tep de bioetanol y 331 €/tep de biodiesel. Lo que teniendo en cuenta el consumo de energía en el ciclo de vida de las materias primas, se traduce en un coste de cada tonelada de CO<sub>2</sub> evitada de 535 € en el bioetanol y 210 € en el biodiesel. Por otro lado, su posible impacto en el encarecimiento de las materias primas alimentarias, como lo confirma el informe de la OCDE de septiembre de 2007, titulado Biocarburante: ¿es peor el remedio que la enfermedad?, en el que se afirma que es muy limitado el potencial de mejora del medioambiente con la actual tecnología de fabricación de los biocombustibles que comprometen los precios de los alimentos.

Finalmente, el atractivo de los precios de las materias primas para la fabricación de biocarburantes está promoviendo deforestaciones muy negativas desde el punto de vista medioambiental. Ello no quiere decir que los biocarburantes no tengan futuro. Es preciso que su fabricación sea competitiva a partir de materias primas no alimentarias tales como las linocelulosas, algas, etc, lo que no es previsible que suceda antes de, al menos, una década. El esfuerzo de I+D+i es reducido, al menos si se compara con las subvenciones al consumo de la actual generación de biocarburantes.

### **EL GAS NATURAL NO CONVENCIONAL**

Existen reservas muy importantes de gas natural no convencional, principalmente en arenas compactas ("tight gassands"), en yacimientos de carbón ("coal-bed methane o CBM) y en pizarras ("shale gas"). Las reservas recuperables varían ampliamente de una fuente a otra pudiendo aceptarse como razonables las reflejadas en el cuadro 5.

<b>Reservas recuperables de gas no convencional</b>	
	Reservas recuperadas
Arenas compactas	200 Tcm
Pizarras	180 Tcm
Carbón	40 Tcm
Total	420 Tcm

**Cuadro 5. Reservas recuperables de gas no convencional**

Estas reservas equivalen a más del doble de las reservas convencionales (185 Tcm, tera centímetros cúbicos, billón métrico de centímetros cúbicos), y su cuantificación debe aceptarse con prudencia, dada la heterogeneidad de los almacenes y de los perfiles de producción que difieren sensiblemente de los que caracterizan a los gases convencionales. Las reservas más importantes se encuentran en Estados Unidos y Canadá –el 25%-, que son los países que las han puesto en producción, estimándose que China, India y la antigua URSS tienen un 15% cada uno de ellos. Existe una producción significativa en Estados Unidos que alcanzó en 2009 el 56% de la producción total de gas, estimándose que en 2030 se superará el 60%. A continuación se describen cada una de las fuentes de gas no convencional por orden de importancia de su producción actual.

#### **Arenas compactas (“tight sands”)**

Son yacimientos de gas contenidos en grandes acumulaciones de arenas caracterizadas por su baja permeabilidad. Los 200 Tcm de reservas recuperables se concentran en Estados Unidos y Canadá (38%), el área Asia- Pacífico (25%) y la antigua Unión Soviética. En 2010 el 40% del gas natural producido en Estados Unidos tuvo esta procedencia.



## **Formaciones carboníferas (“coalbed methane” CBM)**

El metano producido en formaciones carboníferas se encuentra en su mayor parte en yacimientos en los que, por su profundidad, no puede extraerse el carbón con minería convencional, o en carbones pobres más superficiales que no justifican su extracción. En las minas de carbón, el metano es un peligro por el riesgo de explosión (grisú) y origina un problema medioambiental si va a la atmósfera.

Para la extracción del metano de las formaciones carboníferas se utiliza la misma técnica que en los hidrocarburos convencionales en los que, si dichas formaciones son muy compactas, se requiere realizar fracturación hidráulica para mejorar la productividad. El agua contenida en los poros debe ser extraída antes que el gas, lo cual complica el proceso productivo.

La contribución del metano procedente del carbón está creciendo rápidamente en Estados Unidos. Los avances en la definición de la formación carbonífera mediante la utilización de sísmica 3D, unidos a la perforación horizontal y a la fracturación hidráulica, han reducido incertidumbres sobre la estimación de las reservas y su explotación comercial. La producción ha alcanzado los 50 bcm (billón, mil millones de centímetros cúbicos) en 2010, casi el 10% de su producción total de gas natural.

La producción de CBM se está extendiendo a Canadá, donde se produjeron 8,5 bcm en 2008 (5% de la producción total) y a Australia (donde se encuentran en estudio diversos proyectos que permitirían incluso considerar su comercialización en forma de GNL), India e Indonesia.

La industria de CBM se ha desarrollado poco en China, a pesar de sus importantes reservas de carbón, las terceras del mundo después de Estados Unidos y Rusia, y sus escasas reservas de gas natural convencional. Pese a ello, esperan alcanzar una producción de 8,5 bcm en 2010. Rusia está desarrollando algunos proyectos experimentales, pero no tiene previsto producir CBM a corto plazo, quizás por sus importantes reservas de gas natural convencional (43 Tcm, equivalentes al 23% de las reservas mundiales).

Recientemente se está considerando el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en yacimientos de gas contenidos en las formaciones carboníferas, con el doble beneficio de mejorar la producción de gas y almacenar CO<sub>2</sub>. En Estados Unidos, recientes estudios indican que en carbones pobres se puede almacenar una cantidad de CO<sub>2</sub> que es entre cinco y diez veces el metano producido.



## **Pizarras (“shale gas”)**

En ocasiones, existen cantidades significativas de gas natural contenidas en capas de cientos de metros de profundidad y muy extendidas en regiones en las que existe petróleo o gas convencional. La baja permeabilidad de las pizarras requiere la estimulación con fracturación hidráulica. Con las mejoras recientes en la producción de este gas, el factor de recuperación se ha incrementado considerablemente, llegando incluso al 50%.

Las reservas “in situ” se estiman en 450 Tcm y las recuperables en 180 Tcm, de las que el 35% se encuentran en Estados Unidos. En 2010 se produjeron en este país 31 bcm, equivalentes al 6% de la producción total de gas.

*José Luis Díaz Fernández  
Ex Presidente de Enpetrol, CLH y Repsol Petróleo  
Catedrático Emérito de la UPM*