

GAS NO CONVENCIONAL EN ESPAÑA

CONSIDERACIONES GENERALES Y POSIBILIDADES EN ASTURIAS

Pablo Cienfuegos Suárez. Área de Prospección e Investigación Minera. Dpto. Explotación y Prospección de Minas, Universidad de Oviedo. Escuela de Ingenieros de Minas, Energía y Materiales. Oviedo (Asturias). cienfuegospablo@uniovi.es

El artículo pretende explicar de manera muy sucinta los conceptos básicos de los recursos de gas no convencional, principalmente gas en capa de carbón (CBM) y gas de lutitas (shale gas) y resumir los trabajos realizados hasta la fecha tanto de sísmica como de perforación con relación a la exploración de hidrocarburos en el territorio cubierto por el Principado de Asturias y el potencial exploratorio que presenta el mismo. La actividad de exploración de hidrocarburos ha sido escasa y muy intermitente. El Principado ocupa una superficie de unos 10.600 km², de los que cerca de un 60% están recubiertos por materiales sedimentarios y, por tanto, susceptibles de generar y almacenar hidrocarburos. Si se comparan las labores de exploración por km² (sísmica y sondeos) llevadas a cabo en Asturias con la realizada en algunas de las cuencas sedimentarias en España, y no digamos en Francia o Italia, las cifras son totalmente ridículas.





Aunque no hay que descartar de manera definitiva la presencia de hidrocarburos líquidos, tal y como lo atestiguan alguno de los indicios señalados, es muy probable que los posibles yacimientos de hidrocarburos que se pudieran encontrar podrían tratarse de acumulaciones de gas. La conclusión más importante que se deduce es que el potencial exploratorio del Principado puede considerarse como no explorado.

La explotación moderna del gas no convencional («coal bed methane - CBM» (gas en las capas de carbón), «shale gas» y «tight gas sands») comenzó en los años 90 en EE.UU con la explotación del CBM en las cuencas de Black Warrior (Alabama) y San Juan Basin (Nuevo Méjico), cuando se creía que las reservas de gas convencional eran insuficientes para satisfacer la demanda, gracias al empuje de pequeñas compañías independientes y con la ayuda del Gas Research Institute (GRI, ahora GTI).

Cuando los precios del gas superaron los US13\$/Mcf¹, la respuesta fue una mejora en la tecnología de fracturación y perforación que supuso la puesta en producción comercial de numerosos yacimientos, primero de CBM y «tight gas» y después de «shale gas» (denominado como gas de pizarras). Como consecuencia del gran aumento de producción se produjo una bajada de precio del gas a US4\$/Mcf.

Al final de la década de los 90, la producción de CBM llegó a suponer el 10% de la producción

¹ Mcf = 10³ cubic feet;

MMcf= Millions cubic feet. En el Sistema Internacional de Unidades = 10⁶

Tcf= Trillion cubic feet (En el Sistema Internacional de Unidades =10¹²) = 28,3 Bcm

Bcm= Billion cubic meters (En el Sistema Internacional de Unidades =10⁹)

Bcfd= Billion cubic feet by day (En el Sistema Internacional de Unidades =10⁹)

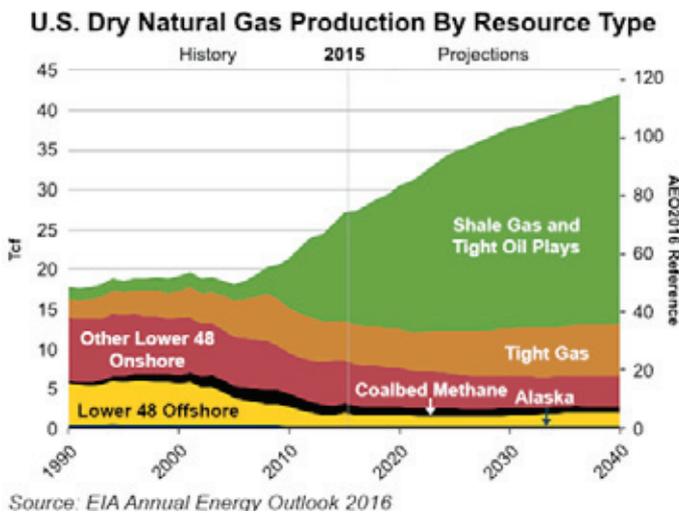


Figura 1. Evolución de la producción de gas y previsión de su evolución futura. Fuente: EIA (2016).

anual total de gas en EE.UU (posteriormente ha continuado casi constante en el 7%) y es el 10% de las reservas de gas (figura 1).

Entre los años 2000 y 2010, hubo una actividad frenética sobre el «shale gas», en especial en las Barnett Shale en Texas, que se tradujo en un incremento exponencial de la producción. Se pasó de 1Bcfd en el año 2000 a 10 Bcfd en 2010. Se multiplicó por 10. La producción de «tight gas sand» representa el 25% del total de gas en USA.

El gas no convencional proporcionó el 14,4% de la producción doméstica de EE.UU en 1990 y el 50% en el año 2008 (23 Tcf/año). Aproximadamente la mitad del gas consumido en EE.UU procede de sondeos perforados en los últimos 5 años. En 2008, la producción de «shale gas» fue de 2 Tcf (56 Bcm) un 10% del total. En 2009 la producción total de gas no convencional fue de 80 Bcm.

Como consecuencia del incremento en la producción de gas no convencional la demanda en EE.UU de GNL (gas natural licuado) se ha hundido y ya no es necesario importar. Solo de Qatar, se pensaba importar 25 millones de toneladas/año de GNL. Se está pensando en reconvertir las instalaciones de regasificación recién construidas (15 Bcfd) de GNL en plantas de licuación para exportar. En EE.UU se importan 1,8 Bcfd.

A pesar del gran volumen de producción alcanzado, la industria del gas no convencional está en su infancia como demuestra la variación y volatilidad de las cifras de reservas publicadas.

Las reservas técnicamente recuperables de las Barnett Shale, que fue el primer gran yacimiento de gas de pizarras, se estimaron en 6 Tcf en el año 2000, 30 Tcf en 2003 y 44 Tcf en 2009.

Las reservas de Marcellus, la mayor acumulación continua de gas en USA, se estimaron en 2 Tcf en el año 2000 y 0,01 Bbl de líquidos de gas natural y en la última evaluación fueron 84 Tcf y 3,3 Bbl de líquidos, en Agosto de 2011.

Las reservas han ido aumentando con los desarrollos tecnológicos y aunque los precios del gas se han hundido, las reservas continúan aumentando.

La posibilidad de producir grandes cantidades de gas de lutitas no es un fenómeno único que solo se da en EE.UU. y de momento, Australia, China y Europa están dando los primeros pasos en esta industria.

Las «shale gas» tienen más potencial de desarrollo y de conseguir unas reservas más importantes que el gas procedente de CBM. Éste, solo se produce en sondeos a profundidad inferior a 1000 metros debido a que la productividad por pozo es baja (mantienen, una vez desaguados, una producción constante durante mucho tiempo). Por tanto, los costes de perforación y estimulación tienen que ser obligatoriamente también bajos,

RECURSO NO CONVENCIONAL VS. CONVENCIONAL

Desde que en 1994 (Magoon, 1994) quedó bien establecido el concepto de Sistema Petrolífero (Petroleum System) se enseñó que «para que haya un yacimiento de hidrocarburos (petróleo o gas) hace falta una roca madre, una roca almacén y una roca sello. Además era preciso que hubiera habido un proceso generador de trampas estratigráficas o estructurales, migración y acumulación de hidrocarburos en las trampas». Es decir, el concepto comprende todos los elementos y procesos necesarios en el orden adecuado, para que petróleo y gas se acumulen y queden preservados.

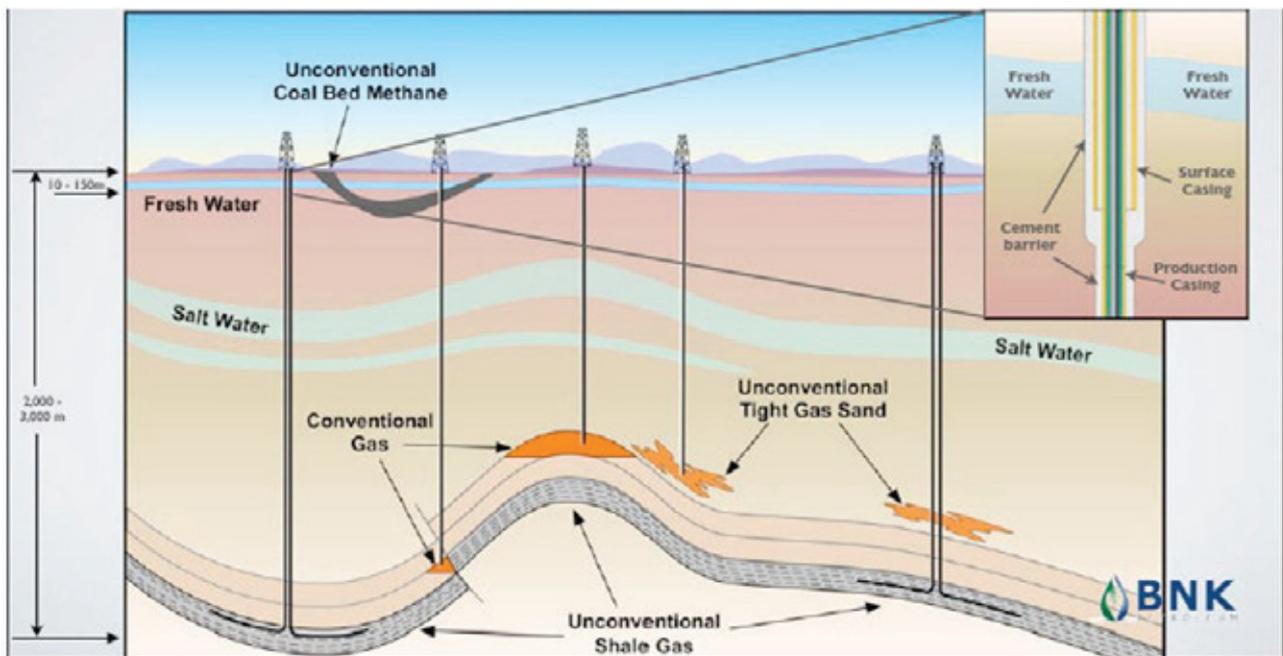


Figura 2. Esquema con las diferentes opciones de yacimientos no convencionales de gas natural.
Fuente: BNK Petroleum (2011).

Desde que se produce comercialmente gas, líquidos de gas y petróleo no convencional, podemos decir que:

- Una roca puede ser roca madre y roca almacén a la vez, aunque presente una permeabilidad muy baja (micro- o nanodarcies).
- Nunca se había pensado que un almacén semejante pudiera producir gas o petróleo, sin embargo, puede producirlos si se consiguen desarrollar en el mismo redes de fracturas.
- Además de gas libre, en rocas con abundante materia orgánica (como carbones y pizarras), existe gas adsorbido y una porosidad que aumenta con el grado de evolución de la misma.
- No hace falta que existan «trampas» estratigráficas o estructurales para producir comercialmente.
- Los hidrocarburos pueden ocupar grandes extensiones superficiales formando un «yacimiento continuo».

Para que la explotación sea rentable, la roca madre-almacén debe tener un %TOC (carbono orgánico total) superior al 1%, la reflectividad

de la vitrinita en la ventana de petróleo o gas ($R_o > 0,6$), y un elevado contenido de gas «in situ» por tonelada (GIP/t), mayor de 1 m^3 .

La diferencia entre «tight gas sand», «shale gas» y «CBM» es que, en las primeras, el gas está libre en fracturas, en areniscas de muy baja permeabilidad y el gas procede de rocas madres muy próximas. En las «shale gas» y CBM, el gas está libre y adsorbido en la materia orgánica; y la misma roca es roca madre y almacén. Para producir el CBM se necesita disminuir la presión del yacimiento, para que desorba el gas y se movilice; a tal efecto, es preciso mantener el nivel del agua en el pozo lo más bajo posible mediante el bombeo de la misma al exterior. A veces se necesitan hasta 6 meses para que comience a salir el gas. Por el contrario, en las «shale gas», las mayores producciones de gas se obtienen al principio, como resultado de la fracturación hidráulica y después la producción disminuye (hasta el 80% el primer año en Haynesville).

En la figura 2 se muestran esquemáticamente los yacimientos convencionales, los que satisfacen las reglas básicas necesarias para que exista una acumulación de gas o petróleo (Petroleum System), frente a los no convencionales.

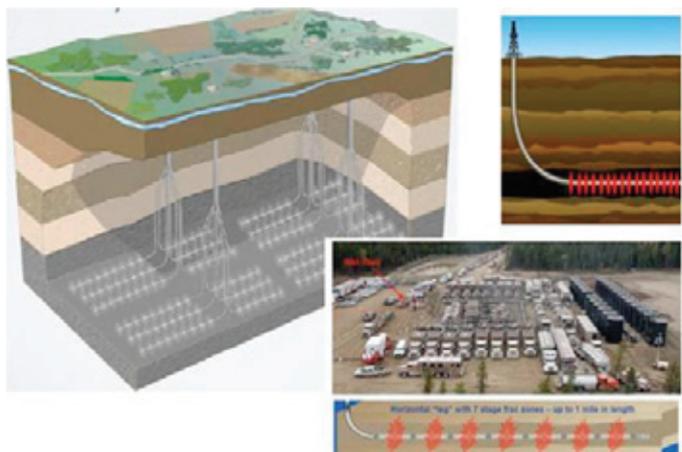


Figura 3. Esquema 3D mostrando el patrón de explotación de un campo de gas no convencional. [Arriba: Técnica de perforación dirigida con posterior fracturación hidráulica. Abajo Derecha: Disposición de decenas de camiones que transportan agua para las operaciones de fracturación hidráulica]. Fuente: Adaptada de Pflug (2009) y BNK Petroleum (2011).

En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos están en trampas estructurales o estratigráficas, y cada sondeo drena un gran volumen de hidrocarburos que fluyen naturalmente al abatir la presión en fondo de pozo y liberar el almacén de la presión total o parcial que soportan. En los no convencionales, los hidrocarburos no fluyen naturalmente por falta de una permeabilidad adecuada del almacén y por tanto, para su producción comercial, necesitan ser estimulados.

El paso de recurso a reserva es mucho más difícil en las «shale gas» que en los yacimientos convencionales. En general, las pruebas de producción en un yacimiento convencional permiten hacer una estimación rápida aproximada de las reservas de un yacimiento con unos pocos sondeos. En el caso de un yacimiento no convencional, las producciones sin estimulación son muy bajas y las pruebas comerciales se hacen pozo por pozo. El factor de recuperación, ha aumentado del 10% al 50% del GIP, gracias a las innovaciones en la perforación y fracturación (figura 3).

EL GAS NO CONVENCIONAL EN ESPAÑA: CBM Y SHALE GAS

Gas de las capas de carbón (CBM)

En un inventario realizado por el Instituto Geológico y Minero de España en el año 2004, se evaluaron los recursos de CBM en las cuencas con carbón importantes en 41.290 millones de m³, es decir, aproximadamente el consumo de gas de un año en España (figura 4).

La mayor parte de los recursos están en capas muy inclinadas y subverticales, que prácticamente no existen en EE.UU ni en el resto del mundo donde se explota CBM. Por tanto, haría

falta realizar una exploración específica adaptada al tipo de estructuras presentes, para encontrar la metodología de explotación adecuada a capas numerosas y poco potentes (de 0,5 a 3 m) y subverticales.

El contenido en gas de las capas es similar a las del resto del mundo (4 a 10 m³/tonelada de carbón).

Gas de lutitas («shale gas»)

Los almacenes-objetivo de «shale gas», tanto en España como en el resto de Europa son, en el Paleozoico inferior, las pizarras Ordovícicas y Silúricas, en el Paleozoico superior, las pizarras Devónicas, y en el carbonífero, los niveles de pizarra por encima y por debajo de la Caliza de Montaña. En la base de la Caliza de Montaña, la formación denominada Barcaliente, está constituida por unas calizas «mudstone» con abundante materia orgánica (hasta el 12%) depositadas en un ambiente de mar profundo (más de 1000 m) en las plataformas carbonatadas aflorantes en los bordes de cuenca en el oriente de Asturias.

Al principio del presente siglo, pocas compañías creían en la posibilidad de explotar hidrocarburos de las pizarras. En el año 2005 en España, la superficie de permisos de investigación de hidrocarburos alcanzó la mínima extensión, y a partir de entonces, las peticiones se han incrementado de una manera espectacular, principalmente por las expectativas despertadas por el «shale gas». Actualmente, las compañías promotoras han abandonado sus proyectos dada la inseguridad provocada por la lentitud de la Administración.

En la figura 5, se muestra un mapa actualizado del MITYC del 31 de diciembre de 2015.



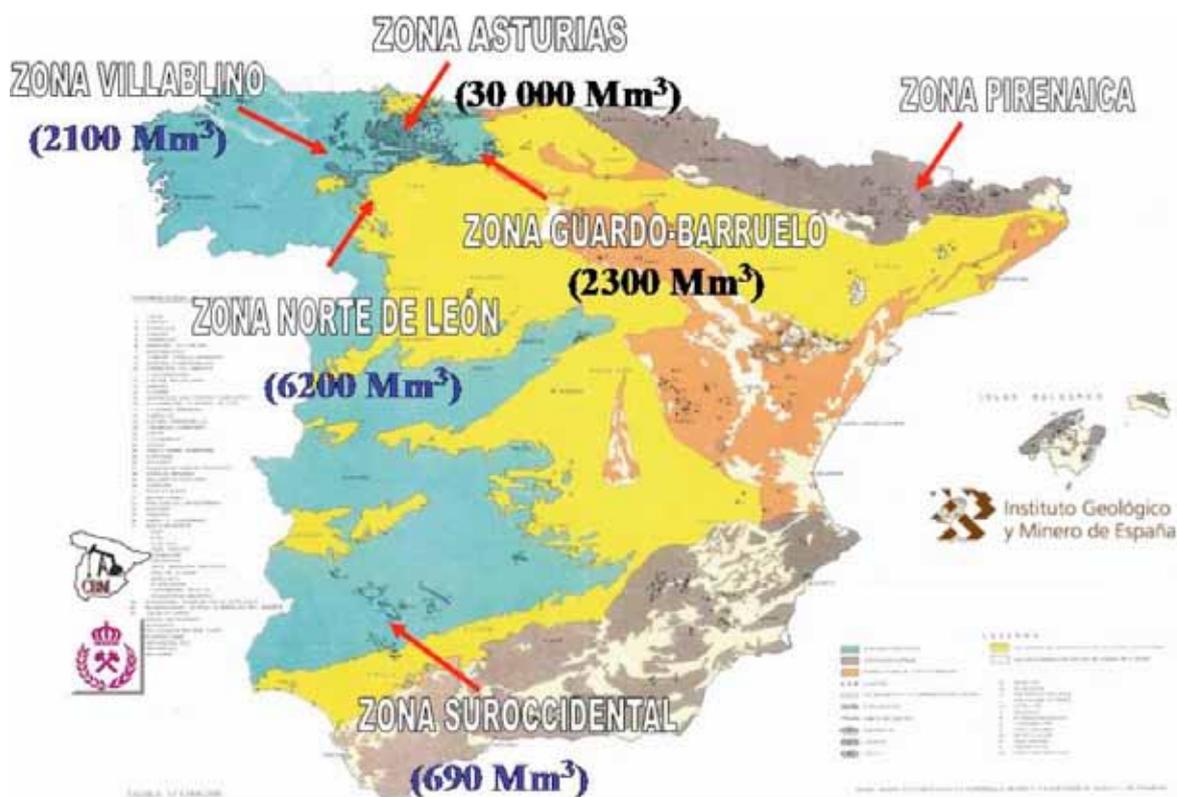


Figura 4. Estimación de los recursos de CBM (en Mm³) en España
Fuente: Zapatero, Martínez Orio y Suárez Díaz (2004).

RESULTADOS Y PERSPECTIVAS DE LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL PRINCIPADO DE ASTURIAS.

El Principado ocupa una superficie de unos 10.600 km², de los que cerca de un 60% están recubiertos por materiales sedimentarios y por tanto susceptibles de generar y almacenar hidrocarburos. Si se comparan las labores de exploración (sísmica y sondeos) por km² llevadas a cabo en Asturias con la realizada en algunas de las cuencas sedimentarias en España, y no digamos en Francia o Italia, las cifras son totalmente ridículas.

Aunque no hay que descartar de manera definitiva la presencia de hidrocarburos líquidos, tal y como lo atestiguan alguno de los indicios señalados, es muy probable que los posibles yacimientos de hidrocarburos que se pudieran encontrar podrían tratarse de acumulaciones de gas.

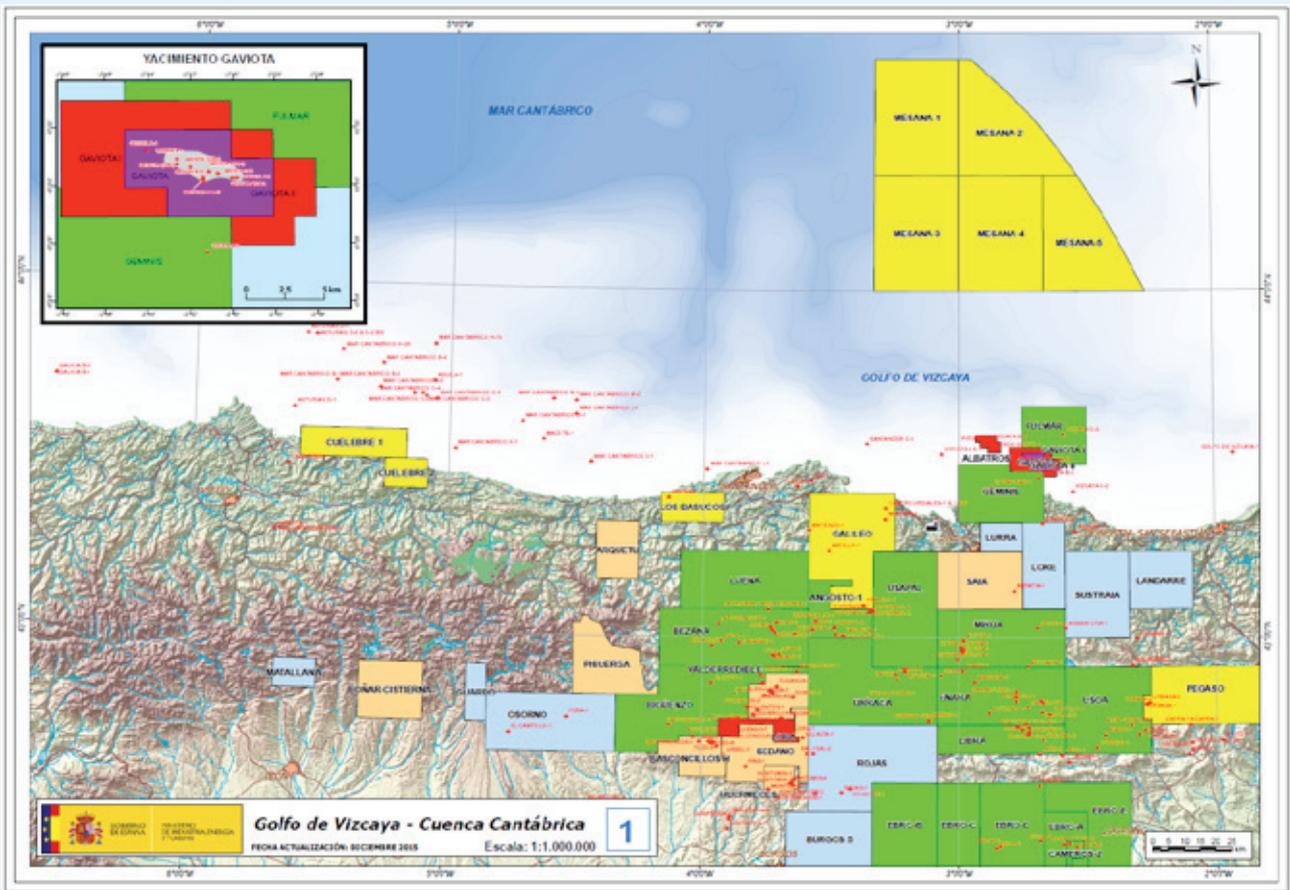
La geología del Principado y los resultados exploratorios hasta la fecha confirman el potencial del área tanto desde el punto de vista de

hidrocarburos convencionales como no convencionales, es decir, CBM, «Shales Gas» (Gas en arcillas) y «Tight Gas» (Gas en areniscas con baja permeabilidad).

La presencia de indicios de hidrocarburos en el Principado de Asturias es un hecho bien conocido. A título de inventario se pueden citar los siguientes.

- Segregaciones de hidrocarburos en una galería minera en el Valle del Nalón.
- Ozoqueritas del Paquete Generalas en el Pozo Tres Amigos.
- Indicios de hidrocarburos en el Pozo Carrío, cerca de la capa tercera Generala.
- Existencia de un gran número de capas de carbón de origen algal («cannel»).
- Existencia de hidrocarburos rellenando parcialmente la porosidad de algunos niveles calcáreos en el Grupo Lena de la sucesión de la Cuenca de Quirós.
- Emanaciones de gas en Saús (Siero).
- Inclusiones de hidrocarburos en cuarzos bipiramidales y fluoritas del PermoTrias.

Figura 5. Permisos de Hidrocarburos en el Norte de España en 2015
Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC), (2016).



Permisos y Concesiones Administración General

- Permiso Solicitado
- Permiso Vigente

Permisos Comunidades Autónomas

- Permiso Vigente
- Permiso Solicitado

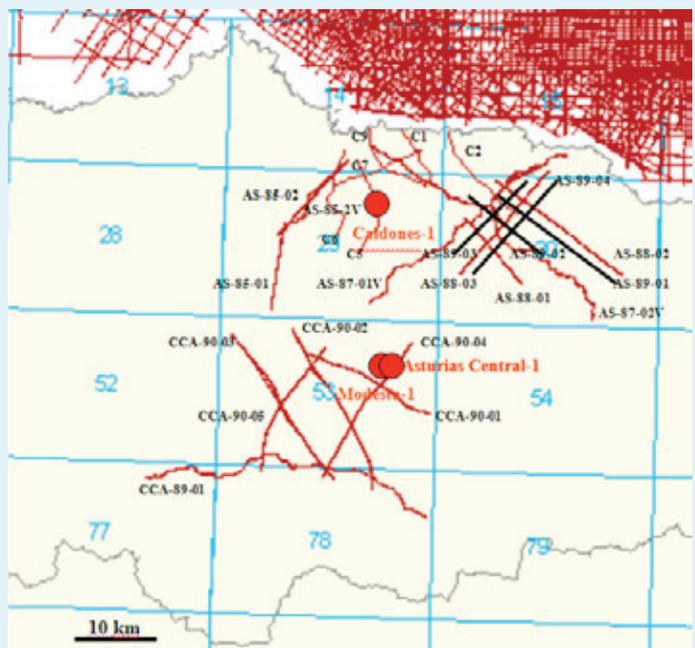


FIGURA 6. Posición de líneas sísmicas y sondeos (rojo) y distribución de hojas MTN 1:50.000 (azul) en Asturias.



TABLA I. Campañas sísmicas de tierra en Asturias (Fuente IGME).

Campañas sísmicas					
Permiso	Nombre	Año	Operador	Nº de líneas	Kms totales
Gijón	C	1966	Ciepsa	9	90,0
Asturias T-1 y 3 más	AS-85	1985	Eniepsa	3	36,8
	AS-87	1987	Repsol	2	76,2
	AS-88	1988	Repsol	3	47,3
	AS-89	1989	Repsol	4	47,8
Area libre	CCA 89/90	1989/1990	Repsol	6	141,1
Total					439,2

TABLA II. Resumen de los resultados del sondeo (Fuente: Archivo Técnico de Hidrocarburos, MICYT).

Sondeo Caldones-1	
Operador	Ciepsa
Año perforación	1967
Hoja Geológica	29 (Oviedo)
Profundidad final	1.846,40 m
Objetivo	Comprobar la importancia de los indicios de gas que se encontraron en los sondeos del mismo nombre, perforados para conocer la extensión de la cuenca carbonífera por debajo del Mesozoico.
Implantación	Suave nariz anticlinal de superficie, de orientación NW-SE y núcleo aflorante triásico, que se hunde hacia su extremo NW.
Columna	0-330 m Triásico (Buntsandstein) 330-1.846,40 m Carbonífero (Namuriense-Westfaliense D)
Indicios	Fondo de gas continuo durante la perforación con indicios más o menos importantes de C ₁ , C ₂ , C ₃ y C ₄
Observaciones	En los últimos 150 m del sondeo los buzamientos eran tan grandes que se desistió de llegar a la Caliza de Montaña. Se realizaron cuatro ensayos de producción. Se llevó a cabo una acidificación. La falta de gas en cantidades comerciales se debió fundamentalmente a la falta de almacén.

- Inclusiones en los huecos de fósiles en las pizarras del Sueve.
 - Inclusiones de hidrocarburos en las rítmicas del Jurásico.
 - El «mecheru» de Caldones (1914).
 - Sondeo Caldones-1 perforado por CIEPSA (1967).
 - Presencia de gas en los sondeos de exploración CBM realizados por las empresas UNION TEXAS y HUNOSA en la CCCA, denominados Asturias Central-1 (1992) y Modesta-1 (1993).
 - Hidrocarburos en las cuarcitas atravesadas por Túnel Ordovícico del Fabar en Ribadesella (2003).
 - Presencia de «grisú» durante la excavación de los túneles de la Variante de Pajares (2005).
 - Presencia de CBM en sondeo ASTURIAS#CBM#1, realizado por la Escuela de Minas de Oviedo (2005).
- A pesar de estos indicios la exploración de hidrocarburos en el Principado ha sido escasa y muy intermitente. Como se verá más tarde solamente se han adquirido seis campañas sísmicas de kilometraje muy limitado y se han perforado cuatro sondeos, uno de ellos, Caldones-1, con objetivos convencionales y otros tres, Asturias Central-1, Modesta-1 y Asturias.CBM#1, con objetivo «Coalbed Methane» (CBM).

TABLA III. Resumen de los resultados del sondeo (Fuente: Archivo Técnico de Hidrocarburos, MICYT).

Asturias Central-1	
Operador	Union Texas
Año perforación	1992
Hoja Geológica	53(Mieres)
Profundidad final	1.575 m
Objetivo	Aprovechar la posible mejora de la permeabilidad del carbón debida a la actividad tectónica asociada al anticlinal de Samuño (paquetes Sotón y María Luisa, como principales y Entreregueras como secundario).
Implantación	Anticlinal de Samuño (flanco NW con 81° de buzamiento).
Columna	0-1.575 m Carbonífero (Westfaliense D)
Potencia carbón	57m
Contenido de gas en el carbón	7,5 a 10,6 m ³ /t
Indicios	Gas en los paquetes en Sotón y María Luisa.
Observaciones	Para la perforación por dificultad de mecánicas (subverticalidad y fracturación de las formaciones. No se pudieron realizar ensayos de producción.

TABLA IV. Resumen de los resultados del sondeo (Fuente: Archivo Técnico de Hidrocarburos, MICYT).

Sondeo Modesta-1	
Operador	Union Texas
Año perforación	1993
Hoja Geológica	53 (Mieres)
Profundidad final	2.038 m
Objetivo	Comprobar el potencial de producción de metano de las capas de carbón presentes en los paquetes Entreregueras, Sotón y María Luisa. De la cuenca carbonífera por debajo del Mesozoico.
Implantación	Flanco occidental del sinclinal de Sama. El sondeo siguió el eje del sinclinal.
Columna	0-2.038 m Carbonífero (Westfaliense D)
Indicios	Gas en los paquetes Entreregueras, Sotón y María Luisa.
Potencia carbón	55,05 m
Contenido en gas del carbón	9 a 13 m ³ /t
Observaciones	Se realizaron ensayos de producción en los paquetes objetivo que mostraron una baja permeabilidad del carbón, produciendo ligeros indicios de gas. No se consideró oportuno llevar a cabo operaciones de estimulación. El sondeo fue clasificado como no comercial.

Actividad de exploración

Un resumen de esta actividad exploratoria en materia de hidrocarburos se expone a continuación:

Sísmica petrolera

En los años 1967, 1985, 1987, 1988, 1989 y 1990 se realizaron seis campañas terrestres de sísmica. La más antigua corresponde a CIEPSA y las realizadas al final de los ochenta a ENIPEPSA y REPSOL. La Figura 6 muestra la posición geográfica de las diversas campañas.

En la Tabla I se indican las características de las campañas sísmicas registradas, que prácti-

camente están concentradas en la parte central del Principado.

De las campañas sísmicas se pueden deducir las conclusiones siguientes:

- Mala calidad de la sísmica disparada en los años sesenta.
- Calidad media en las campañas posteriores.
- Repsol no solicitó ningún permiso después de la campaña CCA 89/90 en áreas libres.
- Densidad de datos sísmicos muy escasa para valorar el potencial exploratorio de los materiales sedimentarios de Asturias.



TABLA V. Resumen de los resultados del sondeo (Fuente: Cienfuegos, P. et al., 2008).

Sondeo Asturias.CBM#1	
Operador	Universidad de Oviedo
Año perforación	2004
Hoja Geológica	53 (Mieres)
Profundidad final	350 m
Objetivo	Deteminar los parámetros del yacimiento, las características de los carbones y las concentraciones de los carbones de los Paquetes María Luisa y Sotón.
Implantación	Cercanías de La Felguera
Columna	0-108.m Pérmico 108-350.m Carbonífero
Indicios	-
Potencia carbón	Más de 10 capas de carbón, con potencia media de 30-50.cm
Contenido en gas del carbón	4 m ³ /t
Observaciones	Si bien se pensaba que se alcanzaría el Paquete Sotón, la presencia de fallas con un desplazamiento importante hicieron que el sondeo cortase exclusivamente materiales carboníferos del Paquete Entrerregueras.

Sondeos petroleros

Como ya se ha mencionado se han perforado cuatro sondeos, uno de ellos, Caldones-1, con objetivos convencionales (Caliza de Montaña) y dos, Asturias Central-1 y Modesta-1, con objetivos no convencionales, como es el CBM. Su posición geográfica se muestra en la Figura 1 y los resultados de los mismos en las Tablas II, III, IV y V.

De los resultados de los sondeos se deduce:

- Presencia de gas en todos ellos, destacando los indicios de hasta C4 en Caldones-1, lo que hace dudar que en este caso el gas provenga del carbón.
- Altos contenidos en gas de los carbones atravesados por los sondeos.
- Baja permeabilidad tanto en las areniscas carboníferas, caso de Caldones-1, y en los carbones atravesados en Modesta-1, lo que son obligados candidatos para su estimulación.
- En el caso de los sondeos con objetivo CBM los resultados no fueron totalmente concluyentes, ya que en el caso de Asturias Central-1 no se llegó a finalizar el sondeo por problemas mecánicos y por tanto no se pudieron llevar a cabo ensa-

yos de producción y en el caso de Modesta-1 no se realizaron operaciones de estimulación.

- El sondeo Asturias#CBM#1, fue el primer sondeo de investigación CBM realizado en este siglo y financiado por el Gobierno del Principado de Asturias. Su ejecución permitió obtener un «know-how» en el procedimiento de sondeos de pequeña profundidad así como poner a punto la tecnología de extracción y toma de muestras.

Objetivos de exploración

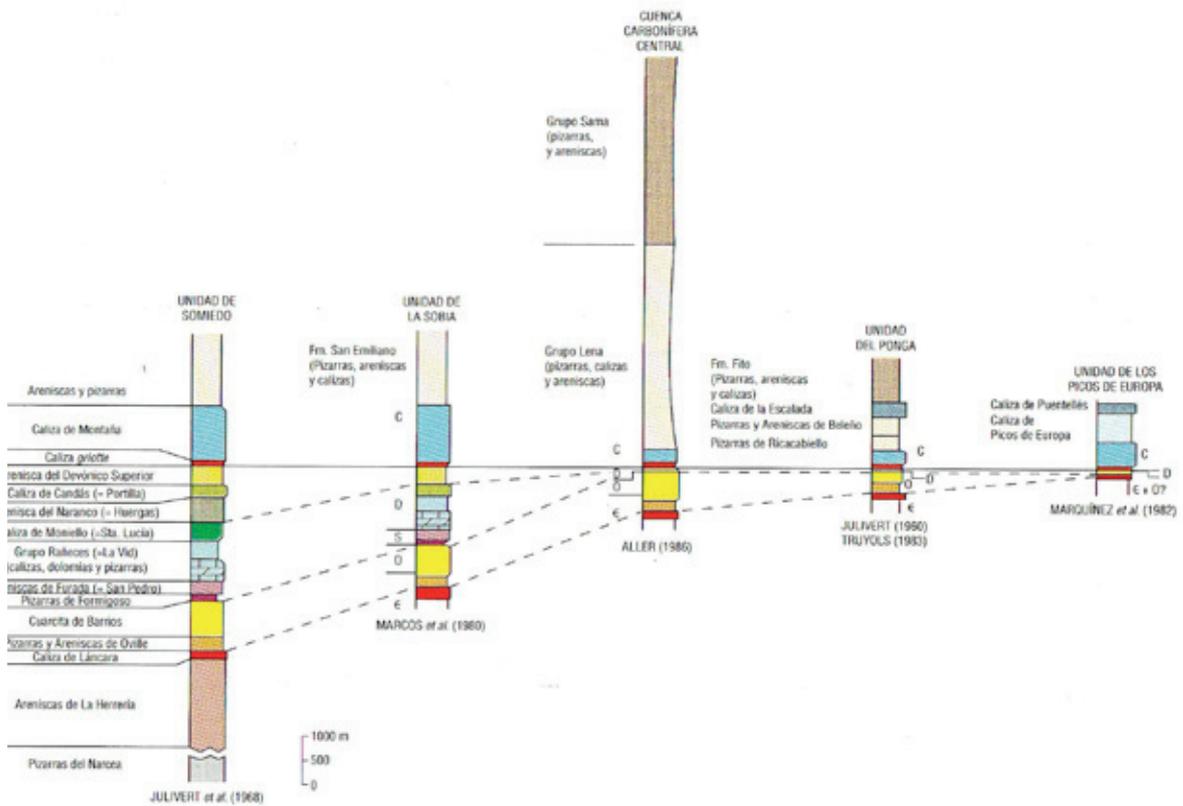
Hidrocarburos convencionales

Las formaciones litoestratigráficas más significativas que determinan la posible existencia de un Sistema Petrolero, destacando en cada uno de ellos los elementos que lo componen, se muestran en las columnas estratigráficas de las unidades tectónicas de la Zona Cantábrica (Figura 7).

Roca Cobertera

A lo largo de la serie estratigráfica aparecen formaciones arcillosas que pueden actuar perfectamente como roca cobertera de los almacenes descritos más arriba.

FIGURA 7. Columnas estratigráficas representativas de las principales unidades tectónicas de la Zona Cantábrica (según Pérez-Estaún et al., 1988) Fuente: Aramburu, C. et al., 1995.



Roca Madre

Sistema Petrolero				
Elemento	Formación	Edad	Unidad Tectónica	Observaciones
Roca madre	San Emiliano	Carbonífero	La Sobia	Pizarras. La serie carbonífera siliciclástica está en la ventana de petróleo. Los carbones de La Camocha tienen un Ro de 0,7 y 0,9 y en el sondeo Caldones-1, a profundidad de 1.700 m, la reflectividad de la vitrinita es de 1,1.
	Valdeteja	Carbonífero	Picos de Europa	La Caliza de Montaña pasa lateralmente de zona de plataforma a talud y mar profundo con sedimentación de Shale con alto TOC.
	Mb Pinos	Carbonífero	La Sobia	Pizarras. Equivalente de la Fm Fresnedo
	Fresnedo	Carbonífero	Cuenca Carbonífera Central	Pizarras
	Beleño	Carbonífero	Del Ponga	Pizarras
	Ricacabiello	Carbonífero	Del Ponga	Pizarras
	Fomigoso	Silúrico	Somiedo La Sobia	Pizarras

TABLA VI. Cuadro resumen de las potenciales rocas madre del sistema petrolero.



Roca Almacén

Sistema Petrolero				
Elemento	Formación	Edad	Unidad Tectónica	Observaciones
Roca almacén	Grupo Lena	Carbonífero	Cuenca Carbonífera Central	Carbonatos y detríticos
	Valdeteja	Carbonífero	La Sobia Cuenca Carbonífera Central	Caliza de Montaña. El modelo de deposición de las calizas de la Sierra del Cuera (Picos de Europa) es, de acuerdo con Chevron y la Universidad de Vrije (Ámsterdam- Holanda), similar al de la plataforma carbonatada carbonífera de origen bacteriano en el campo gigante de petróleo de Tengiz en Kazakstán.
	Bamos	Ordovícico	Todas	Cuarcita amoniana

TABLA VII. Cuadro resumen de las potenciales rocas almacén del sistema petrolero.

Hidrocarburos no convencionales

Shale Gas

Cualquiera de las rocas madres definidas en el capítulo anterior pueden ser objetivo, por sí mismas. El principal problema que se plantea es definir su distribución y continuidad espacial de tal manera que dichas condiciones propicien una explotación comercial del gas que encierran.

Tight Gas

La serie carbonífera siliciclástica está en ventana de petróleo, pero presentando muy baja permeabilidad, como ocurre en Caldones-1. Una estimulación de las formaciones sería necesaria para poder producir el gas existente en ellas.

Coal Mine Methane (CMM)

Teniendo en cuenta los contenidos en gas del carbón se puede pensar en proyectos de CMM en aquellas minas todavía en explotación, que pudieran prepararse para ello una vez se decida su cierre definitiva. La utilización de minas abandonadas y por tanto inundadas no parece que puedan ser objetivo para este tipo de explotación del gas.

Coalbed Methane (CBM)

Para dar una idea de la importancia de lo que puede representar el CBM en Asturias en la Tabla VIII se indican los espesores de las capas de carbón y sus contenidos en gas en las principales áreas carboníferas.

Si se comparan las cuencas carboníferas asturianas con las que son productoras de CBM en el mundo, principalmente en Estados Unidos, la principal diferencia se basa en los importantes buzamientos, incluso subverticales, que presentan la mayoría de las capas de carbón en Asturias. Esta particularidad supone un reto tecnológico tanto para la perforación como para la necesaria estimulación posterior.

Recursos y reservas

Al no saber, por falta de datos sísmicos fundamentalmente, si existen trampas perforables para el caso de hidrocarburos convencionales, ni la distribución espacial de las «Shales Gas» o «Tights Formations», para el caso de hidrocarburos no convencionales, es totalmente imposible dar cifras, ni siquiera aproximadas, sobre los recursos y reservas referidas a los conceptos anteriores. Este no es el caso para el CBM don-

TABLA VIII. Potencias de carbón y contenidos en gas de las principales cuencas carboníferas asturianas.

Potencia capas de carbón y contenido en gas		
Area	Potencia (m)	Contenido en gas (m ³ /t)
CCAA, Subzona Norte Lieres, Sama, El Entrego, San Mamés	60	5.a 7
CCAA, Subzona Centro Polio-Tres Amigos, Barredo-Turón, Urbiés	32	7.a 8
CCAA, La Justa-Aramil Río Miñera, La Justa, Barros-Tablado, Aramil	5.a 20	8.a 9
CCAA, Sur Aller, San Fernando	21	6.a 7
CCAA, Oeste Olloniego, Nicolasa, Riosa	20	6.a 7
Naranco, Santo Firme-Villabona, La Camocha	7.a 61	8.a 9
Quirós	10	5.a 6
Teverga-Ventana	5.a 13	5.a 6

TABLA IX. Recursos de gas «in-place» en Asturias.

Recursos de gas «in place»	
Area	Recursos (MMm ³)
CCAA, Subzona Norte Lieres, Sama, El Entrego, San Mamés	16.800
CCAA, Subzona Centro Polio-Tres Amigos, Barredo-Turón, Urbiés	4.100
CCAA, La Justa-Aramil Río Miñera, La Justa, Barros-Tablado, Aramil	1.500
CCAA, Sur Aller, San Fernando	2.200
CCAA, Oeste Olloniego, Nicolasa, Riosa	5.400
La Camocha, Villabona	10.000
Teverga - Quirós	9.000
Otras	1.000
Total	50.000

de los recursos de carbón de Asturias han sido evaluados y sus contenidos en gas medidos. La Tabla IX indica los recursos de gas «in place» para cada una de las áreas consideradas.

La cifra de 50.000 millones de metros cúbicos de gas «in place» es conservadora y procede de cubriciones mineras, mientras que los sondeos profundos Asturias Central-1 y Modesta-1 cortaron mucho más carbón del previsto inicialmente.

Como es lógico el factor de recuperación varía de acuerdo con las características petrofísicas de los carbones. De una manera general y durante años se manejaba una cifra de un 50%. Sin embargo con los avances tecnológicos de los últi-

mos años, fundamentalmente en las técnicas de estimulación, el factor llega a alcanzar un 80%.

Consideraciones económicas

Aunque el control de costes de perforación y desarrollo es una constante en las compañías petroleras, en el caso de los hidrocarburos no convencionales debe ser mucho más cuidadoso debido a la relativa baja productividad de los pozos productores.

El precio de venta del gas, sea convencional o no, será el precio de mercado y tendrá que competir con el gas importado de Argelia, Qatar, Nigeria, etc.

Para el caso del CMM/CBM es necesario hacer alguna matización. Las aplicaciones industriales del CBM/CMM pueden ser bien transportarlo por gasoducto a los puntos de consumo, bien produciendo energía eléctrica «in situ». Los principales factores que condicionan la toma de decisión se basan fundamentalmente en las reservas de gas, existencia de red de gasoductos y/o de distribución de energía eléctrica y precio de venta del kWh eléctrico o de gas.

El precio de venta del gas para producción de energía eléctrica puede variar si se considera como energía renovable o no, con las ventajas que supone el primer caso.

En general, la generación de energía eléctrica es la mejor opción de utilización del CMM debido a la calidad del gas (60 a 80% de metano) y a que es posible modular las instalaciones de generación de acuerdo con los caudales de gas (1 MW = 6.000 m³/d de gas).

Los incentivos fiscales han tenido un efecto muy positivo para el desarrollo de la exploración y producción de gas no convencional y en particular el CBM/CMM. A finales de los 80 la actividad en EE.UU en este campo tuvo un incremento notable debido a dichas medidas. En Alemania en el año 2000 el Gobierno aprobó un «Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources», por el que el CBM/CMM estaba incluido como recurso renovable. En el Reino Unido goza de alguna ventaja fiscal («UK Climate Change Levy»), aunque está catalogada como energía fósil. La directiva de la Unión Europea permite a cada país tomar la decisión sobre que tipo de energía puede clasificarse como renovable.



TABLA X. Características de los Permisos de Investigación de Hidrocarburos vigentes en 1991.

Permisos vigentes en 1991				
Nº en Fig 3	Permiso	Titular	Otorgamiento	Renuncia
1	Asturias T-1 + 3	Repsol	1985	1991
2	Asturias Central	Union Texas	1991	1997
3	Río Pigüaña + 16 más	Anschutz	1991	1997

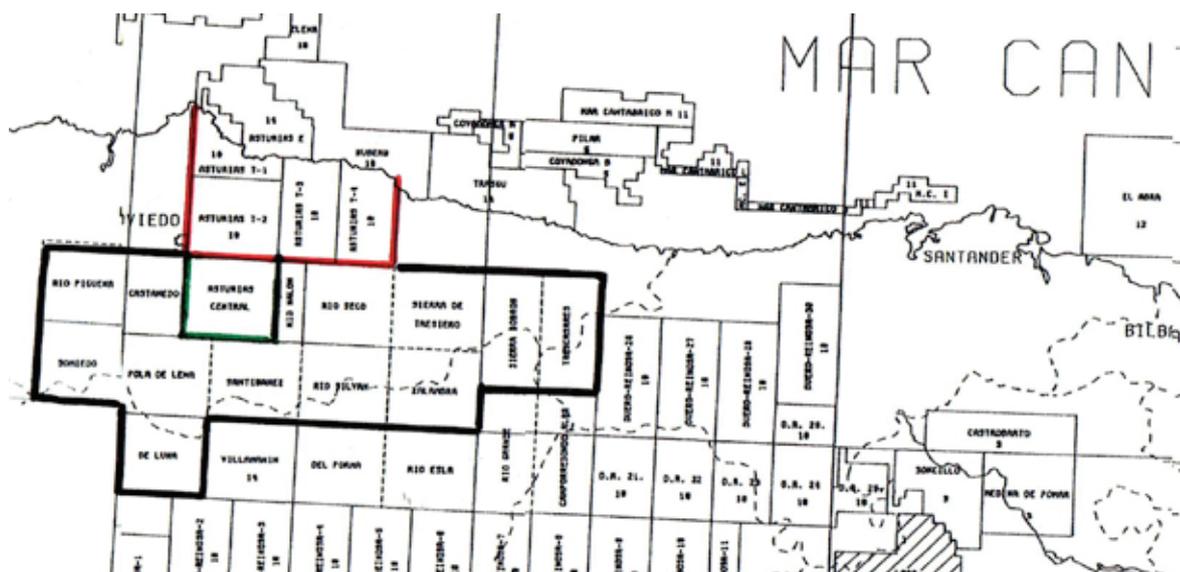


FIGURA 8. Permisos de Investigación de Hidrocarburos vigentes en 1991 (Fuente: ATH, MITYC).

Evolución del dominio minero

En España la investigación y producción de hidrocarburos se rige en conformidad con lo dispuesto en la Ley 34/1998 de Hidrocarburos, de siete de octubre —modificada por la Ley 12/2007 de 2 de Julio (publicada en BOE de 5 de julio de 2007) — y en concreto con el artículo 9 – Régimen jurídico de las actividades del Título II: Exploración, Investigación y Explotación de Hidrocarburos de la mencionada Ley, y en el Real Decreto 2362/1976, de 30 de Julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley sobre Investigación y Explotación de Hidrocarburos de 27 de Junio de 1974.

Después de la promulgación en 1958 de la Ley sobre el Régimen Jurídico de la Investigación y Explotación de Hidrocarburos el primer permiso solicitado en Asturias fue «Gijón» solicitado por CIEPSA en los años sesenta, donde en 1967 se perforó el sondeo Caldones-1.

Después de una serie de años sin actividad de exploración, en 1991 estaban vigentes una serie de permisos como muestra la Figura 8 y sus características la Tabla X.

La compañía Repsol no perforó en sus permisos y Anschutz ni siquiera realizó campaña sísmica alguna. Entre 2001 y 2003 se solicitan una serie de permisos, que son otorgados en 2002 y 2004, como muestra la Figura 9 y sus características en la Tabla XI.

El 27 de febrero de 2010 se publicó en el diario La Nueva España que «La Compañía Hidrocarburos del Cantábrico prevé iniciar este año las obras de su proyecto de extracción de metano del pozo Mosquitera, en el límite entre Siero y Langreo para generar electricidad». Se trataba de un proyecto de CMM, que por una serie de circunstancias no se llevó a efecto.

FIGURA 9. Permisos de Investigación de Hidrocarburos vigentes en 2004 (Fuente: ATH, MITYC).



Permisos vigentes en 2004			
Permiso	Titular	Otorgamiento	Renuncia
Mieres	Heritage Petroleum	2002	-
Gijón	Heritage Petroleum	2002	2009
Campomanes	Hidrocarburos del Cantábrico	2004	2010
Monsacro	Hidrocarburos del Cantábrico	2004	2007
Lieres	Hidrocarburos del Cantábrico	2004	-
Laviana	Hidrocarburos del Cantábrico	2004	2010

TABLA XI. Características de los Permisos de Investigación de Hidrocarburos vigentes en 2004.

En febrero de 2012 los permisos en vigor se muestran en la Figura 10 y sus características se muestran en la Tabla XII.

En la actualidad en Asturias se mantienen solamente tres proyectos de investigación: los denominados «Cuélebre 1» y «Cuélebre 2» que tramita directamente el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio al incluir también a la plataforma marina, además de los concejos de Colunga, Caravia y Ribadesella.

Y el más reciente, que ha iniciado su expediente comenzando con la exposición a información pública en el BOPA nº 245, de 21-X-2016, denominado «Llábana-1», presentado por HUNOSA (70%) y Volta Energy Resources, SL (30%).

CONCLUSIONES

La industria para la extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, es una industria madura, que utiliza tecnologías probadas extensiva e intensivamente. En EE.UU, la perforación dirigida y la fracturación hidráulica han sido las tecnologías que constituyen el núcleo de las técnicas que están en el origen de la revolución del gas natural no convencional. La explotación de gas no convencional en EE.UU, ha pasado de cantidades muy pequeñas a principios de los años 80, al 46% de la producción total de gas en 2011.

A este espectacular desarrollo han contribuido tres factores:

- Una inversión importante de organismos públicos de investigación (figura 11) como el DOE («U.S. Department of Energy»), el GTI («Gas Technology Institute»), el USGS (United States Geological Survey), y Universidades.
- Una eficaz difusión de la información.
- Una acertada política de «tax credit» en los primeros años.



La comercialidad de la extracción del gas no convencional y los recursos existentes, han modificado notablemente la estructura de precios del gas en EE.UU, abaratando la energía e incrementando el grado de autoabastecimiento, hasta el punto de estar en proyecto la construcción de una planta de licuación de GNL para su exportación a otros mercados.

En EE.UU, los beneficios derivados de la creación de empleo, abaratamiento de la energía e incremento del grado de autoabastecimiento, superan ampliamente a los riesgos derivados de la explotación racional y controlada del recurso, constituyendo una actividad en clara expansión.

A pesar de que Asturias presenta indicios de hidrocarburos muy atractivos, la exploración de hidrocarburos en el Principado ha sido escasa y muy intermitente: Seis campañas sísmicas de kilometraje muy limitado y cuatro sondeos, uno de ellos, Caldoles-1, con objetivos convencionales y otros dos, Modesta-1 y Asturias Central-1, con objetivo «Coalbed Methane» (CBM), con resultados no concluyentes.

La geología del Principado y los resultados exploratorios hasta la fecha confirman el potencial del área tanto desde el punto de vista hidrocarburos convencionales como no convencionales, es decir, CBM, Shales Gas (Gas en arcillas) y Tight Gas (Gas en areniscas con baja permeabilidad).

Por tanto, el potencial exploratorio del Principado puede considerarse como no explorado.

El volumen de recursos de metano en las capas de carbón en Asturias es modesto a escala mundial, pero es el mayor de España. Dada la especial estructura de los yacimientos de carbón, con capas con fuertes buzamientos, sería conveniente hacer un esfuerzo especial de investigación en la exploración y explotación con perforación direccional y estimulación con fracturación hidráulica. Las experiencias serían extrapolables al resto de España.

En España, existen recursos de gas no convencional que deberían ser explorados, y en caso de éxito se podría aplicar todo el «know-how» ya desarrollado. Aunque las cuencas sedimentarias españolas con recursos de gas no convencional, no tienen ni la extensión ni las posibilidades de las cuencas americanas, hay numerosos «plays» con posibilidades de tener reservas, que han atraído el interés de numerosas compañías, y

Permisos vigentes en 2004			
Permiso	Titular	Otorgamiento	Renuncia
Mieres	Heritage Petroleum	2002	-
Gijón	Heritage Petroleum	2002	2009
Campomanes	Hidrocarburos del Cantábrico	2004	2010
Monsacro	Hidrocarburos del Cantábrico	2004	2007
Lieres	Hidrocarburos del Cantábrico	2004	-
Laviana	Hidrocarburos del Cantábrico	2004	2010

TABLA XII. Características de los Permisos de Investigación de Hidrocarburos vigentes en 2012 actualmente está abandonados o cerrados.



FIGURA 10. Permisos vigentes en febrero 2012 y actualmente abandonados (Fuente: ATH del MITYC).

han hecho que la superficie ocupada por permisos de investigación en tierra sea la mayor de la historia reciente, asegurando una elevada actividad exploratoria en los próximos años.

Uno de los factores que se está mostrando más problemático, es la posibilidad de que el agua de retorno de la fracturación hidráulica contamine los acuíferos superficiales que abastecen de agua potable a la población. Este tema se debe tratar con transparencia y claridad para no lastrar el desarrollo futuro.

La Administración debe reaccionar haciendo foros públicos, paneles y seminarios, con científicos, técnicos, funcionarios y personas y asociaciones interesadas para definir y difundir las «mejores prácticas» de la industria y la mejor comprensión del proceso de la fracturación hidráulica y de la exploración y producción de gas en general.

Al igual que en EE.UU, dos de las claves del éxito para el desarrollo de la industria en España, deben ser: incentivar la exploración mediante ventajas fiscales y establecer una alianza con la gente de la zona para que sea una actividad de la que todos obtengan beneficio. ■

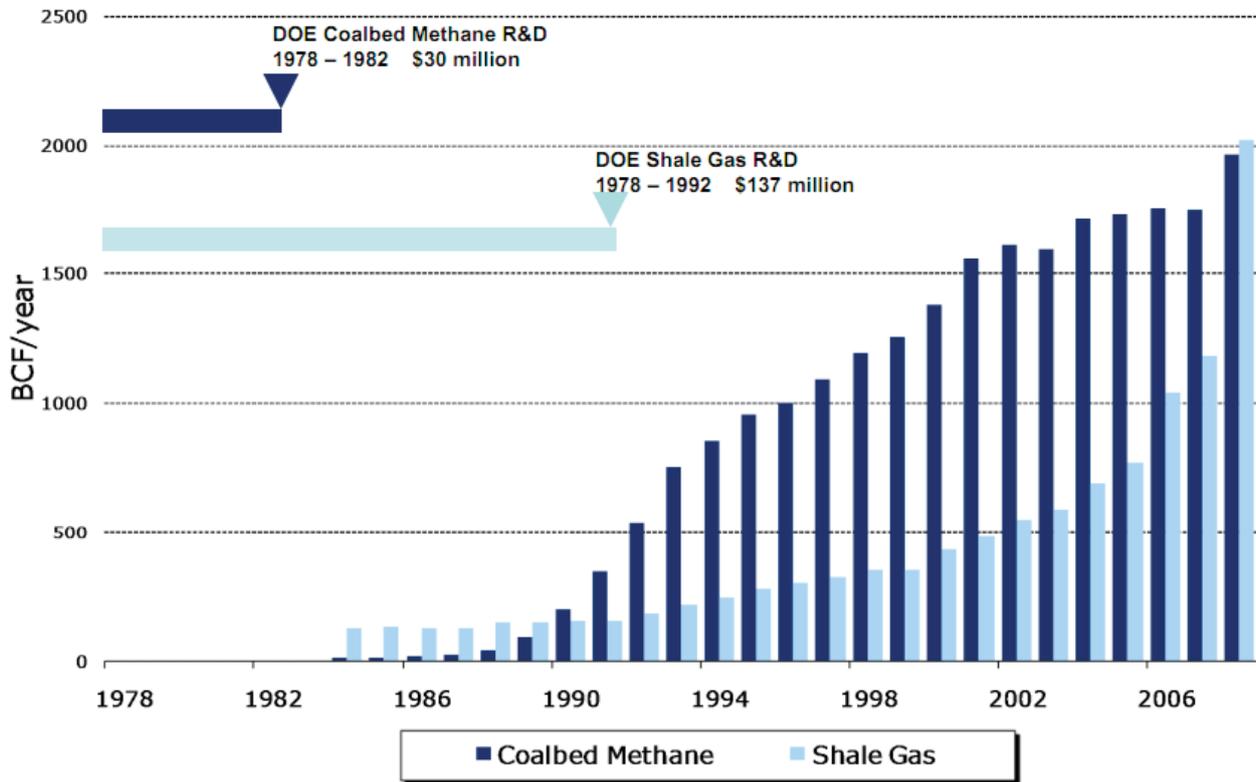


Figura 11. Relación cronológica entre la inversión previa en I+D de organismos públicos de EE.UU (DOE) y la evolución de la producción mediante la importante implicación de la industria
Fuente: Adaptado de U.S Department of Energy (DOE), NETL. (2011).

REFERENCIAS

Aramburu, C.; Bastida, F. (1995). Geología de Asturias. Edit. Ediciones TREA, S.L. 308 p.

Arthur, J.D., Langhus, B., Alleman, D. (2008). An overview of modern shale gas development in the United States. ALL Consulting.

Bastida, F (Coord.). (2004). Zona Cantábrica. En: Vera, JA (Coord.; Ed.). Geología de España. Madrid. SGE-IGME; 2004. p. 25-49.

Blum Texas. (n.d.). «Barnett Shale Maps». Disponible en: <http://blumtexas.blogspot.com>

BNK Petroleum. (2011). BNK Petroleum Corporate Presentation. Disponible en: http://ddata.over-blog.com/xxxxxy/4/72/27/39/Breves-du-10-septembre-2011/LECERCLEDEGINDOU/Current_Presentation-BNK-petroleum.pdf

Cienfuegos Suárez, P. y Loredó Pérez, J. (2008): Investigación minera de metano contenido en capas de carbón en Asturias. Sondeo de investigación «Asturias.

CBM#1». Libro homenaje al Profesor Fernando Pendas Fernández. IGME.

Díaz de Berricano, I. (2010): Notas sobre investigación de gas en capas de carbón en España. Industria Minera.

Chesapeake Energy. (n.d.). The Facts and Process of Saltwater Disposal in the Barnett Shale. Disponible en: http://www.askchesapeake.com/Barnett-Shale/Multi-media/Publications/Brochure_SaltwaterDisposal.pdf

Cienfuegos, P., Pendas, F. (2010). Informe Recursos No Convencionales. Inédito. Departamento de Exploración y Prospección de Minas. Universidad de Oviedo.

Curtis, J.B. (2002). Fractured shale-gas systems. AAPG Bulletin, v. 86, no. 11. Noviembre de 2002, pp. 1921-1938.

EIA, U. (2016). Energy Information Administration (2014b), «Annual Energy Outlook 2014 with Projections to 2040», p. MT-23.

- Gessal. (2003). El Sistema petrolífero de la Cuenca Vasco Cantábrica (Sector Suroccidental). Inédito. Guía de campo preparada por el ISE para utilización en Curso «Ramón Querol» de Exploración y Producción de hidrocarburos impartido por REPSOL en la Escuela de Minas de Oviedo. Universidad de Oviedo.
- Guinea, E y Cienfuegos, P. (2009): El metano del carbón asturiano: una fuente energética. Colegio de Ingenieros de Minas del Noroeste de España. Oviedo.
- Gutiérrez Claverol, M; Luque Cabal, C. y Sáenz de Santamaría, J.A. (2005): Manifestaciones hidrocarburos gaseosos en Asturias. Trabajos de Geología. Universidad de Oviedo: 25 (51-67).
- Hall, K. (2011). «British Parliament issues report on hydraulic fracturing». Oil & gas Law Brief. Disponible en: <http://www.oilgaslawbrief.com/hydraulic-fracturing/british-parliament-issues-report-on-hydraulic-fracturing/>
- Hill, D.G., Lombardi, T.E., Martin, J.P. (2010). «Fractured shale gas potential in New York». TICORA Geosciences, Inc., Arvada, Colorado, USA. New York State Energy Research and Development Authority, Albany, New York, US.
- Kenter, J.A.M., Verwer, K., Bahamonde, J.R. (2007). «Pricaspian Basin Carbonate Analogs in the Pennsylvanian of Northern Spain (Cantabrian Mountains)». Field trip sponsored by Tengiz ChevronOil Future growth Concepts team. Vrije Universiteit. Amsterdam.
- Magoon, L. Dow, W.G. (1994). «The Petroleum System. From Source to Trap». AAPG, Memory 60.
- Martin, J.P., D.G., Lombardi, T.E., Nyaha, R. (n.d.). A primer on New York's gas shale. New York state energy research and Development Authority. Albany, New York; EnCana Oil & Gas (USA) Inc. Denver, Colorado; BONCARBO Resources, LLC. Arvada, Colorado; GAS-TEM USA Montreal, Quebec.
- Massachusetts Institute of Technology (MIT). (2011). «The Future of Natural Gas». Disponible en: <http://web.mit.edu/mitel/research/studies/natural-gas-2011.shtml>
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC). (2011). El Petróleo. Exploración y producción de hidrocarburos en España. Mapa de posición de sondeos, permisos y concesiones de hidrocarburos. Mapa del año 2011. Disponible en: <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2011/mapas/inicio.html>
- Money Energy. (2010). What You Need To Know About Shale Gas Investing and the Pros and Cons of Fracking. Shale gas basins in the United States. Disponible en: <http://www.getmoneyenergy.com/2010/01/investing-in-shale-gas-pros-cons-fracking/>
- Navigant Consulting Inc. (2008). «North American Natural Gas Supply Assessment». Disponible en: http://www.afdc.energy.gov/afdc/pdfs/ng_supply_assessment_2.pdf
- Newell, R (2010). «Annual Energy Outlook 2011. Reference Case». U.S Energy Information Administration (EIA). The Paul H. Nitze School of Advanced International Studies December 16, 2010 Washington, DC. Disponible en: http://www.sais-jhu.edu/academics/functional-studies/ere/pdf/GLF/Fall10/AEO_2011_Early_Release_12-16-2010_Public_Release.pdf
- Pendás Fernández, F y Cienfuegos Suárez, P (2011): Gas No Convencional en España: Consideraciones generales. El ejemplo EE.UU. Posibilidades en España. Jornada sobre gas no convencional: Shale gas. Bilbao, 5 de Octubre 2011.
- Pflug, G. (2009). North American Shale Gas Overview. Northeast Energy & Commerce Association – NECA. TransCanada.
- Pickering energy partners (2005). «The Barnett Shale. Visitors Guide to the Hottest Gas Play in the US». Disponible en: <http://www.tudorpickering.com/Websites/tudorpickering/Images/Reports%20Archives/TheBarnettShaleReport.pdf>
- Pollastro, R.M., Hill, R.J., Jarvie, D.M., Henry, M.E. (2003). «Assessing Undiscovered Resources of the Barnett-Paleozoic Total Petroleum. System, Bend Arch–Fort Worth Basin Province, Texas».
- Pollastro, R.M., Jarvie, D.M., Hill, R.J, and Adams C.W. (2007). Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend arch–Fort Worth Basin, Texas. AAPG Bulletin, v. 91, no. 4 (April 2007), pp. 405–436.
- Quesada, S. (2010). El sistema petrolífero Jurásico en el norte de España: Una evolución desde la exploración convencional a la no convencional. Conferencias invitadas: Congreso del Jurásico.
- U.S Department of Energy (DOE), NETL. (2011). Shale gas: Applying Technology to Solve America's Energy Challenges.
- Zapatero, M.A., Martínez Orio, R. y Suárez Díaz, I. (2004). Inventario de metano en capa de carbón, CBM-CMM en España. Posibilidades de almacenamiento geológico de CO2. Instituto Geológico y Minero de España, Madrid.