



# **ESTUDIO DE LAS ÁREAS CON POTENCIAL DE SHALE GAS EN EL PRINCIPADO DE ASTURIAS**

**Convenio Específico de colaboración Principado de Asturias - IGME**

**Proyecto: “Realización de un estudio hidrogeológico en estructuras geológicas relevantes y con potencial actividad económica”**

**MADRID, DICIEMBRE DE 2014**

Este documento ha sido elaborado por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) en el marco del proyecto denominado **“Realización de un estudio hidrogeológico en estructuras geológicas relevantes y con potencial actividad económica”** resultado del Convenio Específico de colaboración existente entre la administración del Principado de Asturias y el Instituto Geológico y Minero de España.

El equipo de trabajo ha estado compuesto por:

**Roberto Martínez Orío**

**Alicia Arenillas González**

**Esther Alberruche del Campo**

**Julio César Arranz González**

**Luis Roberto Rodríguez Fernández**

**Celestino García de la Noceda Márquez**

**Silvia Cervel de Arcos**



## **ÍNDICE**

### **0. INTRODUCCIÓN. RECURSOS NO CONVENCIONALES**

#### **0.1 Recursos no convencionales de gas natural: tipos**

#### **0.2 Recursos no convencionales de shale gas**

#### **0.3 Exploración de shale gas. Parámetros fundamentales**

### **1. ANTECEDENTES**

### **2. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL ESTUDIO-ROBER**

### **3. ENCUADRE DE LA ZONA DE ESTUDIO**

#### **3.1 Encuadre geológico: Zona Cantábrica**

#### **3.2 Historial de exploración en Asturias**

### **4. METODOLOGÍA DE ESTUDIO DE LOS RECURSOS DE SHALE GAS**

#### **4.1 Recopilación, análisis y estudio de documentación**

#### **4.2 Establecimiento de parámetros fundamentales**

#### **4.3 Descripción de las formaciones de interés**

#### **4.4 Obtención de un primer mapa de afloramientos de las formaciones de interés**

#### **4.5 Diseño de una campaña de toma de muestras**

## **5. RESTRICCIONES AMBIENTALES ASOCIADAS A LA PROTECCIÓN DE ESPACIOS NATURALES**

**5.1 Red Regional de Espacios Naturales Protegidos (RRENPN)**

**5.2 Red Natura 2000**

**5.3 Áreas protegidas por convenios internacionales**

**5.4 Otros espacios protegidos: Áreas Marinas Protegidas**

**5.5 Restricción ambiental derivada de la protección de espacios naturales**

## **6. NORMATIVA REGULATORIA APLICABLE**

**6.1 Legislación básica**

**6.2 Legislación ambiental**

**6.3 Otras normativas**

**6.4 Normativa local**

## **7. EJEMPLO (CASO DE ESTUDIO) ASPECTOS CRÍTICOS A REVISAR**

**7.1 Consideraciones generales**

**7.2 Aspectos críticos a revisar**

**7.3 Planificación territorial preliminar de la actividad en la zona de estudio**

## **ANEXOS**

### **I. Referencias inventario CBM Asturias**

### **II. Análisis laboratorios**

## **MAPAS**

- I. Mapa de afloramientos de las formaciones geológicas con potencial de shale gas en el Principado de Asturias**
- II. Mapa de localización de la campaña de muestras**
- III. Mapa de restricción ambiental a la extracción de gas no convencional en espacios naturales protegidos del Principado de Asturias**
- IV. Mapa de planificación territorial preliminar de extracción de gas por fractura hidráulica. Caso de estudio**

## 0. INTRODUCCIÓN. RECURSOS NO CONVENCIONALES

### 0.1 Recursos no convencionales de gas natural: tipos

Durante cientos de millones de años, a lo largo de la historia geológica de nuestro planeta, se han acumulado grandes volúmenes de materia orgánica en formaciones geológicas de muy diversa edad y medio de sedimentación. Parte de esa materia orgánica ha sufrido un proceso de maduración térmica que ha propiciado que se genere hidrocarburos, ya sea gas o petróleo, dependiendo de la maduración térmica alcanzada. Cuando esos hidrocarburos migran de la roca madre a una roca reservorio porosa y permeable y se almacenan en ella, se obtiene una acumulación convencional de hidrocarburos. Si el hidrocarburo generado en la roca madre permanece en ella, o migra a un reservorio con valores muy bajos de porosidad y permeabilidad, se obtiene una acumulación no convencional de hidrocarburos. En concreto, cuando el hidrocarburo es el gas natural, estas acumulaciones constituyen los denominados “recursos no convencionales de gas natural”.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) define estos recursos no convencionales como “el gas que es tecnológicamente más difícil o más caro de producir que el gas convencional”. El National Petroleum Council de Estados Unidos define el gas no convencional como “aquel gas que no puede ser producido con rentabilidad, a menos que el yacimiento sea estimulado mediante fracturación hidráulica masiva o recurriendo a la perforación de pozos multilaterales desde un pozo principal”.

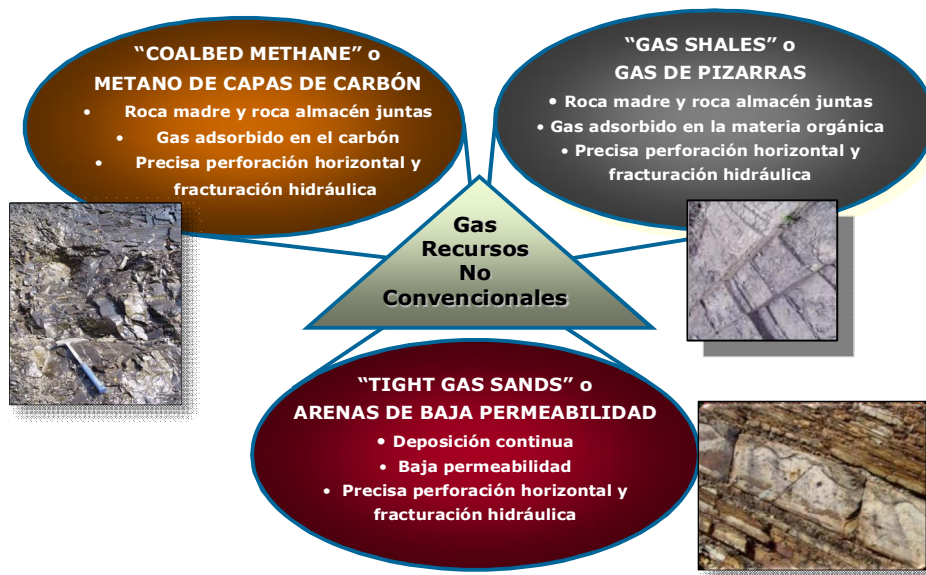
A pesar de estas definiciones, es importante señalar que no siempre, si bien es lo más frecuente, el gas no convencional (los hidrocarburos no convencionales, en general) tiene que ser tecnológicamente más caro y difícil de extraer que el convencional; dependerá de cada caso particular.

Se distinguen principalmente tres grandes tipos de recursos no convencionales de gas natural (Figura 1):

a) “**Shale gas**” o gas de pizarra, cuando el gas se encuentra almacenado en rocas sedimentarias que son roca madre de hidrocarburos, principalmente lutitas, margas, limolitas, etc., en forma libre en las fracturas y diaclasas y en forma adsorbida en las paredes de los poros, de los granos y de la materia orgánica.

b) **“Coal bed methane” (CBM)** o metano en capa de carbón: gas en las capas de carbón que se encuentra en forma adsorbida sobre las micropartículas carbonosas y en forma libre en los poros y en las microfracturas del carbón.

c) **“Tight gas”**, cuando el gas se localiza en rocas sedimentarias, clásticas o carbonatadas con muy baja permeabilidad.



*Figura 0.1.- Tipos de recursos no convencionales de gas: gas de pizarra, gas en capa de carbón y gas de baja permeabilidad*

Existe también un cuarto tipo **d)** el **gas de hidratos**. Los hidratos de gas natural son sólidos cristalinos formados por gas (principalmente metano) y agua a altas presiones y bajas temperaturas (superiores a 0°C). Se encuentran en zonas de permafrost y en cuencas offshore de márgenes continentales. Pueden presentarse en diversas modalidades dentro de los sedimentos: diseminados o como nódulos, vetas, capas masivas o relleno de fracturas. El gas contenido en los hidratos procede de la descomposición de materia orgánica por bacterias anaeróbicas debajo del fondo del mar (origen biogénico), aunque también existen casos de hidratos de gas de origen termogénico, generados a partir de fuentes emplazadas a mayor profundidad. Constituyen un recurso de gran relevancia, tanto por los enormes volúmenes de metano que encierran así como por el gas libre que suele estar acumulado debajo de ellos. Dado que su explotación plantea numerosos desafíos, diversos países han implementado proyectos de evaluación de diferentes tecnologías que permitirían disociar el agua del gas natural almacenado en los hidratos, tal es el caso de Japón que tiene como



meta realizar las primeras pruebas para su explotación offshore a partir del año 2016. Por lo tanto, hasta el momento, ninguno de los recursos de los yacimientos de este cuarto tipo ha pasado a la categoría de reservas, por no disponer de la tecnología necesaria para su explotación comercial.

En este punto, conviene recordar que los conceptos de “recursos” y “reservas” tienen un componente técnico-económico, por lo que su estimación está estrechamente asociada a la tecnología disponible y a los precios asumidos en el momento en el que se llevan a cabo dichas estimaciones.

En la figura siguiente se muestra una **clasificación de los principales recursos convencionales y no convencionales de gas natural, según su potencial** (mayor en la base del triángulo, y menor a medida que se asciende hacia la cúspide). Los recursos asociados a las tecnologías más desarrolladas en la actualidad, que son la producción shale gas, coalbed methane y tight gas, son bastante significativos (por eso mismo aparecen en la base del primer triángulo, donde existe un gran potencial). En el caso de los hidratos de gas, son los que poseen mayor potencial (situados en la base del triángulo grande), en particular en el Mar Ártico, pero aún están en fase de estudio, y su explotación plantea numerosos desafíos.

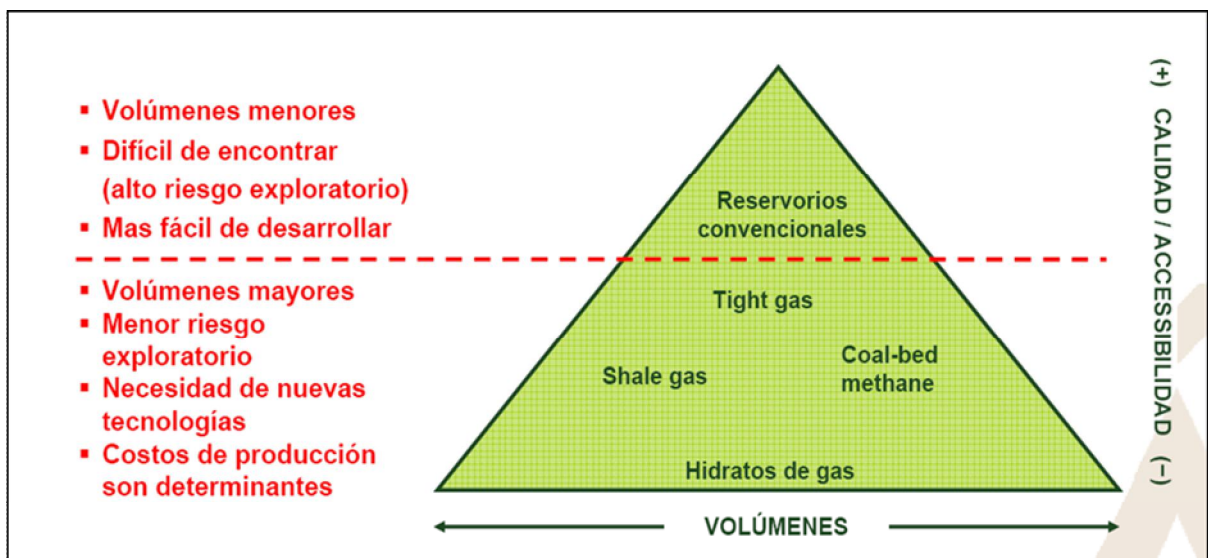


Figura 0.2.- Clasificación de los principales recursos convencionales y no convencionales de gas natural, según su potencial

## 0.2 Recursos no convencionales de shale gas

Los yacimientos de shale gas se localizan en múltiples formaciones paleozoicas y mesozoicas desde el Cámbrico al Cretácico. Estas formaciones han dado lugar a yacimientos de distintas propiedades, en función del entorno geológico en que sedimentaron.

El gas de pizarra o “shale gas” se encuentra almacenado en lutitas, margas o limolitas gasíferas, todas ellas, rocas sedimentarias de grano fino, ricas en materia orgánica y capaces de generar y retener gas, el cual puede ser explotado a través de métodos no convencionales. Estas rocas actúan a la vez como fuente y reservorio del gas, no presentando trampas ni sellos, lo que le confiere generalmente una distribución regional. Asimismo, presentan muy baja permeabilidad (en el rango de micro a nano darcy), dificultando la extracción del gas y haciendo necesaria la utilización de métodos de estimulación como la fracturación hidráulica (fracking). Los avances en las técnicas de perforación (perforación horizontal) y en la estimulación de pozos (fracturación hidráulica) han permitido obtener producciones económicamente rentables y situar en la categoría de reservas los considerables recursos de gas que albergan los yacimientos de gas no convencional.

En los yacimientos no convencionales de gas de pizarra, el gas metano está presente de dos formas:

- *Adsorbido*: La adsorción permite al metano adherirse a la superficie de componentes orgánicos y de los minerales arcillosos de las lutitas. Este mecanismo conduce a que las capacidades de almacenamiento sean en ocasiones incluso más eficientes que en los yacimientos convencionales. El mecanismo de almacenamiento es completamente distinto al de los yacimientos convencionales, donde el gas está comprimido ocupando el espacio poral entre los granos de arena o en las fracturas.
- *Gas libre* en el espacio poral de roca, dentro de los micro-poros de la matriz y en el sistema de microfracturas, también conocidas como “cleat system” y que durante la explotación facilitan el camino al gas para alcanzar el pozo.

### 0.3 Exploración de shale gas. Parámetros fundamentales

La exploración y desarrollo de yacimientos de gas no convencionales requieren la integración de numerosas disciplinas: geología, geofísica, hidrogeología, geoquímica, petrofísica, ingeniería de yacimientos, perforación, completación de pozos, ingeniería de superficie, control de operaciones, seguridad y medioambiente.

Entre los parámetros relevantes para prospectar y evaluar los recursos de shale gas destacamos:

#### **a) Parámetros geoquímicos**

En el proceso de la exploración y posterior extracción del recurso, es relevante el análisis de los elementos que conforman el *petroleum system*: “roca madre”, “migración”, “roca almacén”, “sello” y “trampa”. Todos los elementos son importantes si bien, en el caso de los yacimientos de shale gas, al estar atrapado el gas en la propia roca madre, que hace simultáneamente de almacén, sello y trampa y al no haber habido proceso de migración para el gas, lo relevante es el conocimiento de la geoquímica de la roca madre.

Esta es la razón por la que la exploración se centra en la identificación de la roca madre potencialmente prospectiva, su extensión y profundidad, el grado de maduración de la materia orgánica, el tipo de gas (seco o húmedo) y su contenido en gas.

Para la identificación de la roca madre potencial generadora de hidrocarburos, así como su geometría, se utilizan técnicas clásicas en exploración como son la geología de superficie y la sísmica de reflexión, de un modo muy similar a la investigación clásica de hidrocarburos.

Los parámetros a tener en cuenta relacionados con la geoquímica orgánica son:

- Contenido en carbono orgánico total (TOC)

El origen del carbono orgánico presente en las rocas generadoras es la suma de tres tipos de carbono:

- a) El asociado al petróleo y al gas que la roca ha generado pero que no ha sido expulsado de la roca madre.

- b) El asociado al kerógeno y que si continuara el proceso de maduración podría dar lugar a volúmenes adicionales de gas y petróleo.
- c) El carbono residual que se corresponde con el kerógeno agotado, también llamado pirobitumen.

El TOC es un indicador de la cantidad de la materia orgánica (se mide en % sobre el total de roca), no de la calidad. En la Tabla 0.1, se indican los contenidos en TOC que cualifican a una roca como potencial generadora de hidrocarburos.

*Tabla 0.1.- Potencial generador de hidrocarburo en función del contenido en TOC y del tipo de roca madre (reproducido de Ayres, 2011).*

<b>Potencial Generador de Hidrocarburos en función del Carbono Orgánico Total (TOC)</b>		
Basado en una ventana de petróleo de maduración temprana		
<b>Potencial Generador de Hidrocarburos</b>	<b>TOC en Lutitas % en peso</b>	<b>TOC en Carbonatos, % en peso</b>
<b>Pobre</b>	<b>0,0 a 0,5</b>	<b>0,0 a 0,2</b>
<b>Aceptable</b>	<b>0,5 a 1,0</b>	<b>0,2 a 0,5</b>
<b>Bueno</b>	<b>1,0 a 2,0</b>	<b>0,5 a 1,0</b>
<b>Muy bueno</b>	<b>2,0 a 5,0</b>	<b>1,0 a 2,0</b>
<b>Excelente</b>	<b>&gt; 5,0</b>	<b>&gt; 2,0</b>

Una lutita, marga o limolita con un TOC de 2% o mayor presenta muy buenas posibilidades para la generación de shale gas, en tanto alcance las condiciones de maduración apropiadas.

Sin embargo, no es suficiente un elevado TOC para asegurar el potencial generador de una determinada roca, siendo imprescindible tener en cuenta otras variables como el contenido en hidrógeno, el tipo de kerógeno y el grado de maduración.

Es importante tener en cuenta que el TOC no es una constante de la roca. A medida que una misma roca generadora tiene un mayor grado de maduración térmica, su TOC disminuye, debido al proceso de migración de los hidrocarburos generados.

- Los resultados del ensayo Rock-Eval

Se trata de un ensayo que permite conocer el origen, grado de maduración y la calidad del TOC. Fue desarrollado por el Instituto Francés de Petróleo (IFP) y se ha convertido casi en un estándar en la industria.

Tiene por objeto analizar los gases emitidos por una muestra sometida a un proceso de pirólisis y posteriormente de oxidación. El ensayo se desarrolla en dos fases (Figura 0.3):

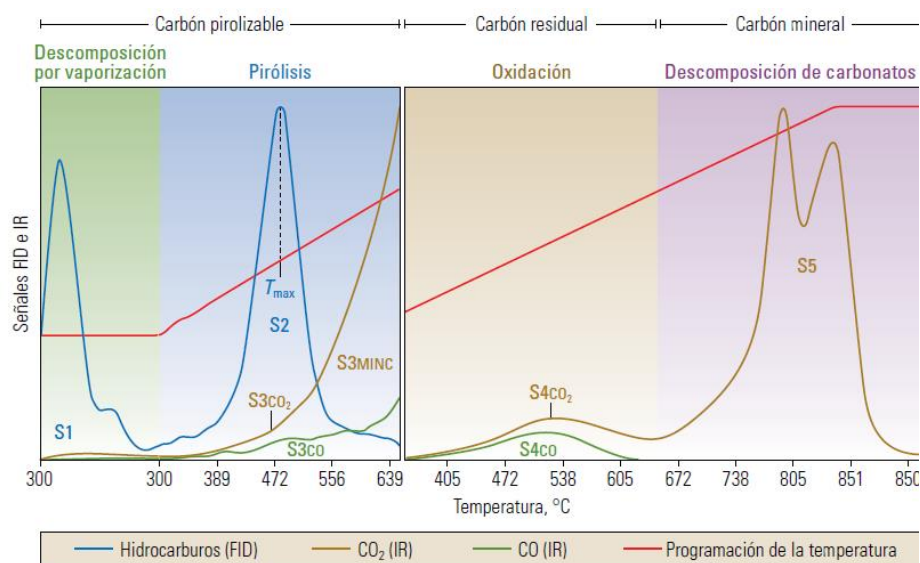


Figura 0.3.- Resultados de un ensayo Rock-Eval. Reproducido de McCarthy et al. (2011).

En la primera fase, la muestra de roca se calienta a 300°C en una atmósfera inerte, para después ir incrementando la temperatura a razón de 25°C por minuto hasta alcanzar los 850°C, aproximadamente. Se mide respectivamente la masa de los hidrocarburos gaseosos emitidos (en microgramos por gramo de muestra), concentrados en tres picos denominados: S1, S2 y S3.

El S1 se corresponde con los hidrocarburos libres presentes en la muestra y que han sido generados, pero que no han sido expulsados de la roca madre. El S2 se corresponde con los hidrocarburos resultantes del proceso de cracking del kerógeno y otros hidrocarburos pesados presentes en la muestra, representa el potencial generador, de la muestra en cuestión, en el caso de haber continuado el proceso de maduración térmica. Finalmente, el

tercer pico, denominado S3, se corresponde con el CO<sub>2</sub> que se libera como resultado del cracking térmico del kerógeno residual presente en la muestra.

La segunda fase del ensayo se realiza en una atmósfera oxidante y se utiliza el residuo del ensayo anterior pero en un horno distinto, resultando otros dos picos más de gas, el S4 y el S5. Este cuarto pico se corresponde con el CO<sub>2</sub> y CO resultante de la combustión del carbono orgánico residual presente aún en la muestra, mientras que el quinto pico se corresponde con el CO<sub>2</sub> resultado de la descomposición de los carbonatos.

- El tipo de kerógeno

La composición de los hidrocarburos generados por una roca madre viene determinada por el tipo de kerógeno presente en la roca sedimentaria. Inicialmente, el kerógeno, se clasificaba en función de las relaciones atómicas entre hidrógeno y carbono (H/C) y entre oxígeno y carbono (O/C) de una determinada roca madre, mediante unos análisis caros y complicados. Actualmente, se utilizan el índice de hidrógeno "HI" y el índice de oxígeno "OI", que están relacionados respectivamente, con los S1 y S2 del ensayo Rock-Eval.

- La maduración térmica

Mide el grado de temperatura al que ha estado expuesta la formación. Son necesarias altas temperaturas para que se produzca la descomposición de la materia orgánica y se formen hidrocarburos.

Como indicador de maduración térmica se usa la Reflectividad de la Vitrinita, Ro, la cual predice, no solo cuando una roca madre está en la ventana de gas, sino también el tipo de gas (Figura 0.4). En términos generales, la zona a prospectar debe tener un Ro mayor de 1. Si es de 1,3 se considera área de mayor calidad. Valores más altos indican la presencia de nanoporos que contribuyen a dotar a las lutitas de una porosidad adicional.

Otro indicador utilizado es la Temperatura máxima que se obtiene durante el proceso de pirólisis del ensayo de Rock –Eval, coincidente con el pico S2, que indica la temperatura a la que tiene lugar la máxima liberación de hidrocarburo.

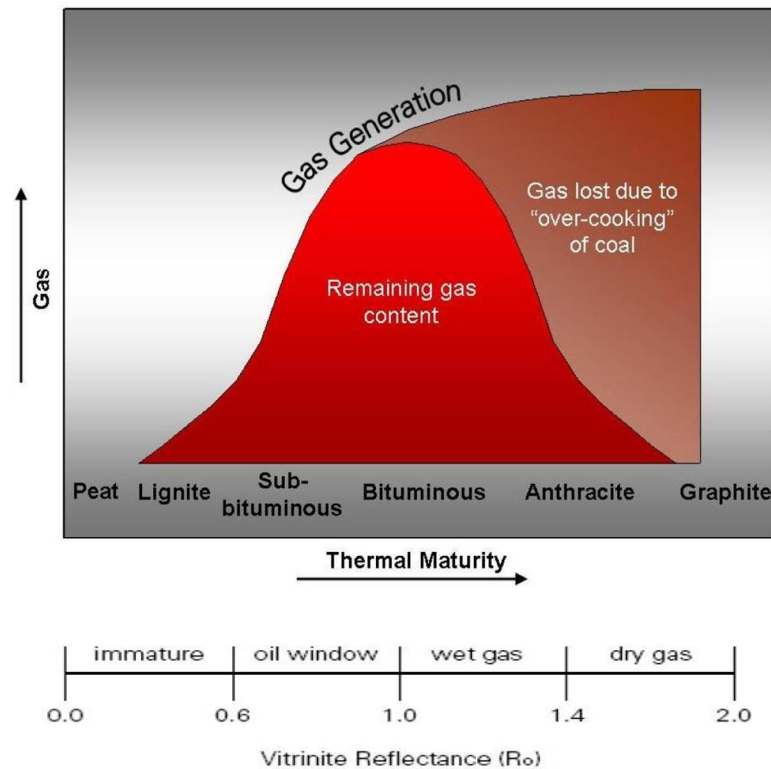


Figura 6.- La maduración térmica de la roca es indicada por la reflectancia de la vitrinita. Modificado por Loftin (2009), a partir de Boyer (1989).

### b) Parámetros petrofísicos

Es fundamental determinar parámetros como la porosidad y la permeabilidad, así como las características estructurales de la roca, ya que determinarán en gran medida la capacidad de almacenamiento de gas en sus dos formas, libre y adsorbido.

La exploración del gas no convencional, al igual que la exploración convencional, comienza por el proceso de selección del área prospectiva, pasando desde un ámbito muy extenso a otro cada vez más reducido: desde la región (*play concept*) a la cuenca (*leads*) y de ésta, al área prospectiva (*prospect*).

Una vez definida el área prospectiva (*prospect*), se perforan varios sondeos verticales o desviados, con el objetivo de determinar los distintos parámetros petrofísicos. Para ello se recuperan los testigos de perforación y se realizan los correspondientes *logs* o registros de pozo abierto para su posterior análisis.

Los testigos se toman en recipientes estancos para ser llevados directamente al laboratorio, donde se mide la capacidad de almacenamiento de gas, tanto del adsorbido como el gas presente en las microfracturas y los poros. La unidad utilizada suele ser en pies cúbicos en condiciones estándar de gas (scf), o metros cúbicos en condiciones normales ( $\text{Nm}^3$ ), por tonelada de roca prospectiva, que se correlaciona con algún parámetro de los registros, generalmente neutron y density.

El cálculo de la porosidad se lleva a cabo mediante la interpretación de los registros en pozo abierto, normalmente a partir del log density, neutrón y sónico. Sobre los testigos, se suelen realizar ensayos para medir la porosidad y la permeabilidad, así como un análisis mineralógico detallado, que permite predecir la friabilidad de la formación, esto es la facilidad para ser fracturada. La mineralogía está íntimamente relacionada con el ambiente de deposición y con la historia deposicional, controlando la estructura de la roca y la distribución del gas libre y gas adsorbido en las lutitas.

La identificación de los sistemas de fracturas naturales es un elemento clave. Aspectos como la orientación, distribución, tamaño e intensidad de las fracturas, junto con la friabilidad (capacidad de una roca para ser fracturada) de la formación prospectiva, son capitales. Debido a la baja permeabilidad matricial de los yacimientos no convencionales, las micro fracturas naturales contribuyen al flujo de gas, pero no son suficientes para alcanzar una producción comercial, siendo necesario estimular la formación mediante fracturación hidráulica.



## **1. ANTECEDENTES**

El territorio del Principado de Asturias ha sido tradicionalmente propicio para el sector minero y, en concreto, al sector energético, existiendo una ligazón económica, social y cultural, entre la minería del carbón y la ciudadanía asturiana. En las últimas décadas, la progresiva reducción del peso del sector del carbón en la economía asturiana, por circunstancias económicas y medioambientales, han surgido otras posibilidades de aprovechamiento de recursos energéticos, ligadas a las propias formaciones geológicas productivas en carbón, así como a otras ricas en materia orgánica.

En este sentido, se han realizado diversos estudios en los que se ha pretendido evaluar el potencial de yacimientos alternativos de gas, especialmente aquellos relacionados con el Metano en Capa de Carbón (CBM), incluyendo la perforación de sondeos profundos, como Asturias Central – 1, el estudio de los potenciales a escala regional, en un trabajo conjunto entre el Instituto Geológico y Minero de España y la Escuela de Minas de Oviedo, o incluso los potenciales de desgasificación de las propias capas de carbón existentes en minas activas, caso del Proyecto CARBOLAB, liderado por HUNOSA.

El Instituto Geológico y Minero de España (IGME) ha colaborado históricamente en estudios relacionados con los recursos energéticos del Principado de Asturias, desde el desarrollo de la cartografía geológica de base, el Inventario Nacional de Recursos de Carbón, los estudios de CBM o los de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. A través de estos, y otros estudios del territorio asturiano, han permitido al IGME disponer de un amplio conocimiento de la geología del Principado, la disposición de sus recursos naturales y el potencial de los mismos.

Paralelamente, las tecnologías de aprovechamiento de los recursos energéticos han sido objeto de un amplísimo desarrollo, que ha posibilitado que se tenga capacidad de acceder a recursos a los que, hace muy poco tiempo, hubiera sido imposible. Las sucesivas crisis del petróleo, las subidas de precios, los masivos aumentos de demanda de combustibles fósiles derivados del espectacular desarrollo de países emergentes, así como el agotamiento de los yacimientos convencionales, llevaron a la industria del petróleo y el gas a la realización de

importantes inversiones en el desarrollo de las tecnologías de perforación horizontal y fractura hidráulica, así como en muy diversos elementos exploratorios que facilitan el acceso a nuevos yacimientos, más profundos o de peores características en cuanto a riqueza y productividad.

El aprovechamiento de estos recursos tiene su máximo desarrollo en los Estados Unidos de América, que ya alcanza un 50% de su producción de gas y petróleo mediante las fuentes no convencionales. En Europa el desarrollo de estos aprovechamientos está siendo bastante más lento debido a tres factores fundamentales:

- a) Menor grado de conocimiento del subsuelo, especialmente en aquellos países con escasez de recursos convencionales de petróleo y gas.
- b) Legislación de hidrocarburos. Los recursos de petróleo y gas son propiedad del estado y se explotan mediante concesiones demaniales. En EEUU el propietario del terreno es propietario del recurso, lo que favorece su puesta en explotación.
- c) Legislación medioambiental. En Europa es más restrictiva que en EEUU y las tecnologías de aprovechamiento de los recursos no convencionales, especialmente en el caso del shale gas, deben ser estudiadas con detalle para determinar los potenciales impactos sobre el territorio.

Es en estas circunstancias en las que el Principado de Asturias y el Instituto Geológico y Minero de España han acordado desarrollar en el marco de su acuerdo para la “Realización de un estudio hidrogeológico en estructuras geológicas relevantes y con potencial actividad económica” una valoración de las posibilidades de estos recursos de yacimientos no convencionales en las estructuras geológicas asturianas, la capacidad de acogida del territorio asturiano de este tipo de yacimientos y el estado de desarrollo en el que se encontrarían los mismos en caso de que se considere viable su exploración y explotación.

## 2. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL ESTUDIO

La investigación de recursos no convencionales de gas natural se encuentra en una incipiente etapa en España. Sin embargo contiene áreas sin explorar, ambientes de deposición, historiales de enterramiento y regímenes de presión análogos a los de otros países en los que se están desarrollando proyectos de explotación de gas no convencional, tal y como demuestran las primeras investigaciones realizadas. Los yacimientos no convencionales de gas natural suelen ser continuos, consistentes en una acumulación de capas sedimentarias de baja permeabilidad (micro - o nanodarcies) saturadas de gas. Para que dichos yacimientos tengan una producción de gas económicamente rentable es necesario utilizar tratamientos de estimulación o procesos y tecnologías especiales de recuperación. Esto se consigue con la combinación de las técnicas de perforación horizontal y fracturación hidráulica (fracking) que permiten desarrollar una red de fracturas artificiales a lo largo de la formación de interés que posibilitan que el gas fluya hacia la superficie.

El objetivo en torno al gas de pizarra (“shale gas”) en este trabajo ha estado fundamentalmente orientado a determinar la existencia y viabilidad de este recurso en el Principado de Asturias, considerando los potenciales impactos del empleo de la técnica de fractura hidráulica sobre aguas subterráneas, suelos, especies vegetales y animales, paisaje, etc. La herramienta adecuada para este estudio se consideró que fueran los Sistemas de Información Geográfica (SIG), que permitirían superponer distintos elementos en sucesivos mapas, posibilitando una visualización rápida de la información, evaluando las áreas con mayor potencial y su posible conflicto de intereses con otros usos del terreno. En ese sentido, se ha pretendido incluir, en la medida de lo posible, en el SIG las siguientes capas de información:

1. Inventario de potenciales yacimientos de gas no convencional.
2. Zonas de susceptibilidad sísmica
3. Mapa de permisos, autorizaciones y concesiones de exploración de hidrocarburos.
4. Captaciones de agua subterránea
5. Zonas de salvaguarda para aguas (subterráneas) de consumo humano.

6. Perímetros de protección de las masas de agua (en el sentido contemplado por el Art. 56 d) del Texto Refundido de la Ley de Aguas) de las masas de agua subterráneas
7. Zonas de protección especial (en el sentido contemplado por el Artículo 23 del Reglamento de Planificación Hidrológica)
8. Acuíferos declarados como sobreexplotados
9. Masas de agua subterráneas drenantes a los principales embalses con usos de abastecimiento
10. Condicionantes impuestos por las figuras de protección ambiental dispuestas en la Ley 42/ 2007 (Patrimonio Natural y Biodiversidad)
11. Condicionantes impuestos por la Ley 41/2010 (Protección Medio Marino)
12. Otras: núcleos de población, carreteras, gasoductos, etc.

No existe un inventario a nivel nacional con la distribución de las formaciones con potencial de albergar “shale gas”, ni sus características (TOC, tipo de materia orgánica, etc.), ni mucho menos cálculos de su capacidad generadora de gas, por lo que se consideró imprescindible para una correcta evaluación de las posibilidades de los recursos no convencionales de gas, llevar a cabo una campana de toma de muestras a lo largo del territorio asturiano. El objetivo de esta campaña ha sido determinar si una serie de formaciones seleccionadas bibliográficamente, confirman su potencial como generadoras de gas natural, pudiendo conformar yacimientos interesantes de gas natural no convencional.

Paralelamente, y de acuerdo con una solicitud del Principado, se aporta como Anexo de este informe el estudio realizado en 2004 en cooperación entre el IGME y la Universidad de Oviedo acerca de los recursos de CBM en Asturias. Se trata de un compendio muy detallado de todo el conocimiento disponible acerca de este recurso, en el que se describen los potenciales gasíferos de la Cuenca Carbonífera Central y otras cuencas asturianas.

### **3. ENCUADRE DE LA ZONA DE ESTUDIO**

#### **3.1 Encuadre geológico: Zona Cantábrica**

La zona objeto de estudio, desde un punto de vista geográfico y en un sentido amplio, la configura la denominada Zona Cantábrica, situada en el núcleo del conocido como “Arco Astúrico” de la rama norte del macizo Ibérico.

La Zona Cantábrica configura la zona externa de la Cordillera, que se caracteriza porque en ella la deformación ha tenido lugar en niveles superficiales de la Corteza, esencialmente por traslación de grandes masas de roca a lo largo de importantes cabalgamientos, con ausencia casi total de fenómenos de metamorfismo y magmatismo.

Desde un punto de vista cronoestratigráfico se caracteriza por una sucesión paleozoica relativamente completa, consistente en una alternancia de formaciones carbonatadas y detríticas, si bien en las rocas del Paleozoico Inferior y en las de edad carbonífera contemporáneas a la orogenia (sinorogénicas) dominan materiales de esta última naturaleza. Esta sucesión paleozoica pre-estefaniense ha sido dividida en dos secuencias (Julibert, 1978; Marcos y Pulgar, 1982) cuyo límite coincide aproximadamente con el límite Devónico-Carbonífero: (i) Secuencia preorogénica, constituida esencialmente por facies marinas someras, con forma de cuña que se acuña progresivamente hacia el E; (ii) Secuencia sinorogénica, caracterizada por tener una gran variedad de facies y espesores, constituida por cuñas clásticas resultantes del relleno de las cuencas frontales de las principales unidades cabalgantes.

Existen además, en varias áreas de la Zona Cantábrica, rocas estefanienses que son esencialmente posteriores a la orogenia hercínica, por lo cual se disponen discordantes sobre el resto de la sucesión paleozoica.

La estructura de la Zona Cantábrica está constituida por varias unidades cabalgantes y pliegues, de forma que el desarrollo de éstos está en buena medida controlado por el de los cabalgamientos, con vergencia generalizada hacia el centro del arco.

La Zona Cantábrica se encuentra a su vez dividida en varias unidades con características geológicas distintas, y que a grandes rasgos se envuelven concéntricamente. En este trabajo se adoptará la división clásica en diferentes unidades, a pesar de que en trabajos recientes (Alonso *et al.*, 2009) algunos autores proponen, en base a consideraciones de índole estructural, una distribución en unidades diferente a la clásica pero dicha propuesta no cuenta con una aceptación generalizada. Estas unidades son, de oeste a este (fig. 3.1):

- Región de Pliegues y Mantos. En esta región pueden distinguirse varias sub-unidades geológicas separadas entre sí por importantes cabalgamientos: sub-unidad de Somiedo-Correcilla, sub-unidad de La Sobia-Bodón y sub-unidad del Aramo.
- Cuenca Carbonífera Central.
- Cobertera Mesozoico-Terciaria.
- Unidad de Mantos (o Unidad del Manto del Ponga).
- Picos de Europa.
- Unidad del Pisuerga-Carrión.

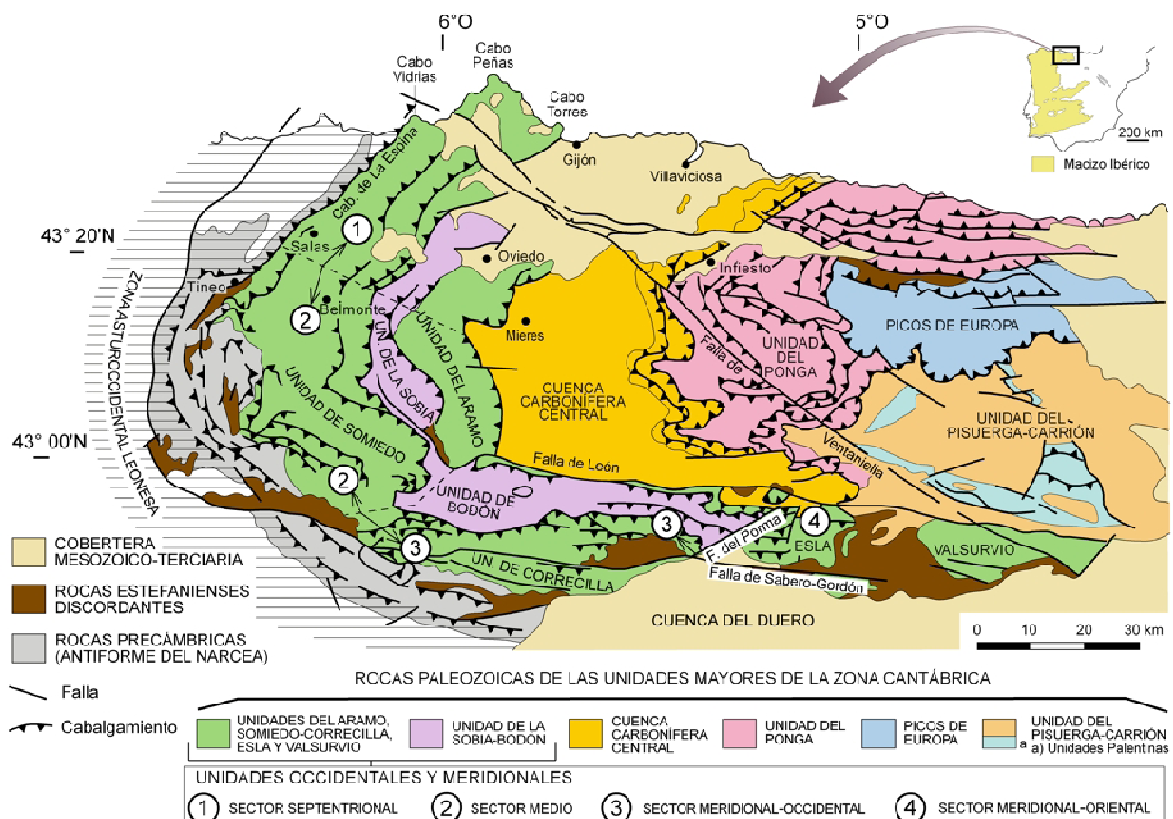


Figura 3.1 División en unidades de la Zona Cantábrica (Bastida, 2004)

Teniendo en cuenta el carácter sintético de este capítulo y la complejidad estructural de la Zona Cantábrica, únicamente se hará una breve referencia estratigráfica-estructural de las zonas en las que se ubican las principales formaciones que se han muestreado en este estudio.

En términos generales, la estructura se caracteriza por la existencia de una serie de mantos de despegue que han sido deformados por dos generaciones de pliegues en condiciones flexurales, que por su posición respecto a las estructuras primarias, se han denominado sistemas “longitudinal” y “transversal”, con formas de interferencia relativamente complejas (Julivert y Marcos, 1973). En los estadios finales de la orogenia hercínica, tiene lugar el desarrollo de fallas inversas y desgarres de dirección NO-SE. Por último, una gran fractura de dirección NO-SE afecta a las estructuras anteriores. Durante la Orogenia Alpina, se produce un levantamiento general de toda la Zona Cantábrica, con el rejuego de estructuras anteriores de edad hercínica.

Todos los materiales de las Unidades de Somiedo y La Sobia están afectados por la orogenia hercínica, aunque los materiales precámbricos se encuentran ligeramente modificados (pliegues asimétricos sin esquistosidad ni metamorfismo) por episodios anteriores. Tras el periodo hercínico se producen fracturas que pueden considerarse como tardi o pos-hercínicas. Las más antiguas controlan, en parte, la sedimentación del Estefaniense (claramente discordante y son sin- y post-sedimentarias con el depósito de éste). Aunque no existen materiales posteriores al Estefaniense, en áreas próximas, depósitos terciarios se ven afectados por una tectónica de fractura, claramente alpina. La estructura de Somiedo es una de las grandes estructuras de la Zona Cantábrica, en la que la unidad cabalgante aparece formada por una serie de escamas menores que afectan, sobre todo, a los materiales situados por debajo. Respecto al autóctono, se observa que la superficie del manto asciende en la sucesión estratigráfica. De forma longitudinal con respecto al manto, se desarrollan una serie de escamas que de NE a SO son: la escama de Tameza, la de Belmonte y la de Villar de Vildas. Con respecto a los pliegues, se distinguen dos sistemas: (i) Pliegues relacionados con las escamas asociadas al Manto; (ii) Pliegues longitudinales (los más frecuentes, se disponen longitudinales a los frentes de los mantos, plegando la superficie de

cabalgamiento); (iii) Pliegues transversales o radiales (pliegues muy abiertos con planos axiales subverticales y ejes en posición variable).

Litoestratigráficamente, la secuencia preorogénica de las Unidades de Somiedo y La Sobia se caracteriza por un Paleozoico Inferior con predominio de facies areniscosas, un espesor relativamente reducido de la sucesión y la abundancia de lagunas estratigráficas. Esto último, unido a causas tectónicas, da lugar a que la sucesión aparezca generalmente incompleta, salvo en el extremo más occidental. La erosión previa al depósito del Devónico Superior ocasiona que hacia el este queden sólo preservados, bajo las rocas de esa edad, formaciones progresivamente más antiguas, disponiéndose en el este de Asturias (Región de Mantos) directamente sobre el Ordovícico, e incluso sobre el Cámbrico. A continuación se enumeran los niveles que tradicionalmente se han diferenciado, comenzando por los antiguos y obviando la presencia de metasedimentos precámbricos en zonas profundas: Fm. Herrería, Fm. Láncara, Fm. Oville, Fm. Baños, Fm. Pizarras de Iruya, Fm. Castro, Capas de Getino, Fm. Formigoso, Fm. Furada, Grupo Rañeces, Fm. Moniello, Fm. Naranco, Fm. Caliza de Candás, Fm. Arenisca de Candás. En lo referente a la sucesión sinorogénica (Carbonífero), indicar que el conjunto inferior del registro sedimentario carbonífero está constituido por series condensadas delgadas, de pocas decenas de metros de espesor máximo y buena constancia lateral de facies. Se distinguen las Formaciones Baleas, Vegamián y Alba. En el conjunto intermedio se distinguen dos intervalos: el inferior tiene rasgos intermedios con el conjunto anterior, y en él se manifiesta la creciente influencia de la orogenia, quedando configurado por las Formaciones Barcaliente y Olleros; y el intervalo superior que presenta ya claramente unas características sinorogénicas, mostrando una variabilidad de facies que dificulta su correlación, configurado por la Fm. Valdeteja, sucesión del sinclinal de Los Lagos de Somiedo, Sucesión de San Pedro de Antromero y la Fm. San Emiliano; si bien, en la unidad de Somiedo, este intervalo superior se reduce a la Fm. Valdeteja y a otras series detríticas superiores (flysch de San Pedro de Antromero y sucesión de los lagos de Somiedo).

En lo referente a la Cuenca Carbonífera Central (CCC), sólo haremos referencia al estilo estructural del borde oriental de la unidad ya que es donde aparecen las formaciones que son objeto de este estudio. En el área de tránsito entre la CCC y la Región de Mantos aparecen varias láminas alóctonas que se pueden agrupar en cinco mantos. Son de Oeste a Este: Manto de Laviana (límite *sensu stricto* entre ambas unidades), Manto de Rioseco,



Manto de Caso, Manto de Beleño y Manto frontal o de los Beyos. Cada uno de estos mantos o unidades presenta unas características estratigráficas particulares, claramente identificables al nivel de Carbonífero Superior.

La superposición de los sistemas de pliegues da lugar a formas de interferencia relativamente complejas, producidas siempre en condiciones flexurales. En esta zona, el plegamiento longitudinal está muy poco desarrollado tratándose, en general, de pliegues sinformales, anchos, de fondo plano, delimitados por anticlinales agudos que, en general, son menos abundantes y están afectados por fracturas. Su continuidad cartográfica no suele ir más allá de una determinada lámina alóctona. Los pliegues radiales adquieren mucha más importancia que los longitudinales y son, junto con los mantos, las estructuras más representativas. Las últimas etapas de la deformación hercínica se caracterizan por la formación de grandes fallas de desgarre cuyo trazado cartográfico se continua a lo largo de decenas de kilómetros. Estas fallas son límites tremendamente activos que han tenido movimientos en diferentes épocas llegando incluso al Terciario más reciente (Julivert, Ramírez del Pozo y Truyols, 1971; Arthaud y Matte, 1975). Durante la Orogenia Alpina se producen en la Zona Cantábrica una serie de estructuras que suelen ser rejugos de otras de edad hercínica aunque en la zona de estudio, estas estructuras no tienen apenas importancia.

Litoestratigráficamente, en la CCC, dentro de la sucesión preorogénica, se encuentran representados únicamente los sistemas Cámbrico (Fms Láncara, Oville y Mb La Matosa de la Fm Barrios), Ordovícico (Mbs Ligüeria y Tanes de la Fm Barrios y Fm Sueve) y la parte superior del Devónico (Fm Ermita). En lo referente a la sucesión sinorogénica (Carbonífero), el conjunto inferior (Fms Baleas, Vegamián y Alba), el intervalo inferior del segundo conjunto (Fm Barcaliente) y parte del intervalo superior del segundo conjunto (Fm Valdeteja), presentes tanto en la Unidad de Somiedo (como ya vimos anteriormente) como en la CCC. La litoestratigrafía carbonífera de la CCC comienza a ser netamente diferente a la existente en la unidad de Somiedo a partir del techo de la Fm Barcaliente.. Por otra parte, no son identificables entre sí las secuencias detríticas que lateralmente van sustituyendo a la Fm Valdeteja hacia el oeste (unidad de Somiedo, sucesión de los lagos y flysch de San Pedro de

Antromero) y hacia el este (CCC, paquete o Fm Fresnedo) por lo que la descripción de la sucesión sinorogénica en la CCC tomará este último nivel como punto de partida.

Debido a la gran extensión de la CCC, su sucesión presenta variaciones reflejo de los cambios laterales de facies. Estas variaciones son más marcadas entre los diferentes sectores que en ella se distinguen. De oeste a este, estos sectores son el de “Riosa-Olloniego”, situado entre el frente cabalgante de la Unidad del Aramo y la Falla de La Peña, el de “La Justa- Aramil”, de pequeña extensión y situado entre las fallas de La Peña y La Carrera, el de “Aller- Nalón”, que constituye la mayor parte de la Cuenca Carbonífera Central, extendiéndose hasta el borde este de la misma (cabalgamiento de Laviana) y, finalmente, el Sector de “Lois- Ciguera”, situado en el extremo SE de la unidad y separado por una falla del Sector de Aller- Nalón. Se presenta a continuación una columna estratigráfica sintética del Carbonífero de la CCC.

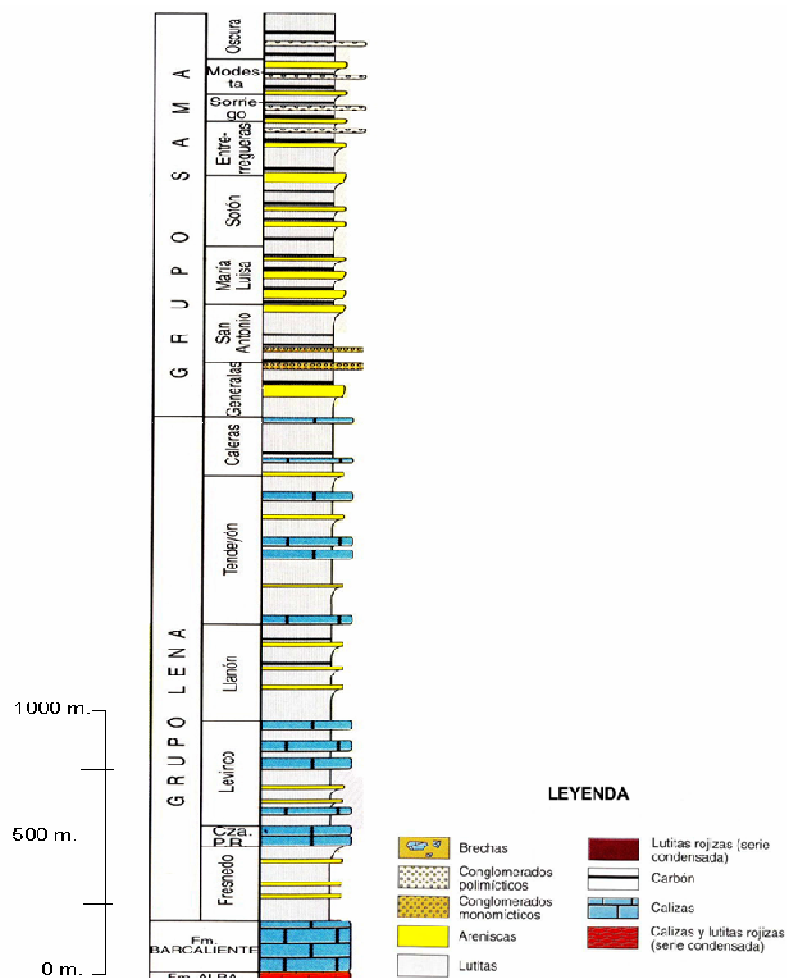


Figura 3.2 Columna estratigráfica sintética del Carbonífero Superior de la CCC (modificada de Aramburu y Bastida, 1995)

A modo de resumen, se presentan dos esquemas de correlación de las unidades litoestratigráficas de la secuencia pre-orogénica y del Carbonífero, respectivamente, en las diferentes Unidades de la Zona Cantábrica.

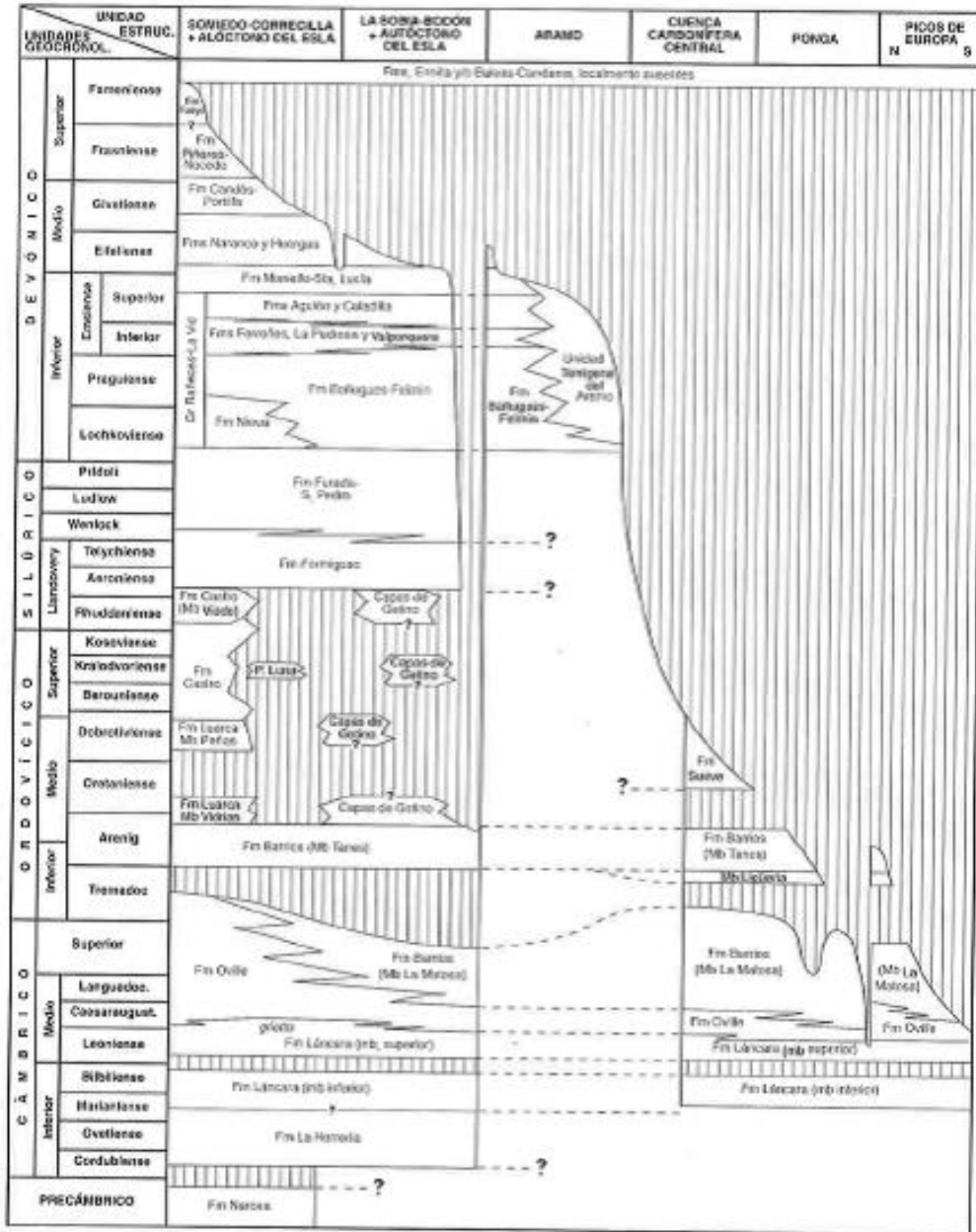


Figura 3.3. Cuadro de correlación de las unidades litoestratigráficas del paleozoico pre-Carbonífero en las diferentes Unidades de la Zona Cantábrica (Bastida, 2004)

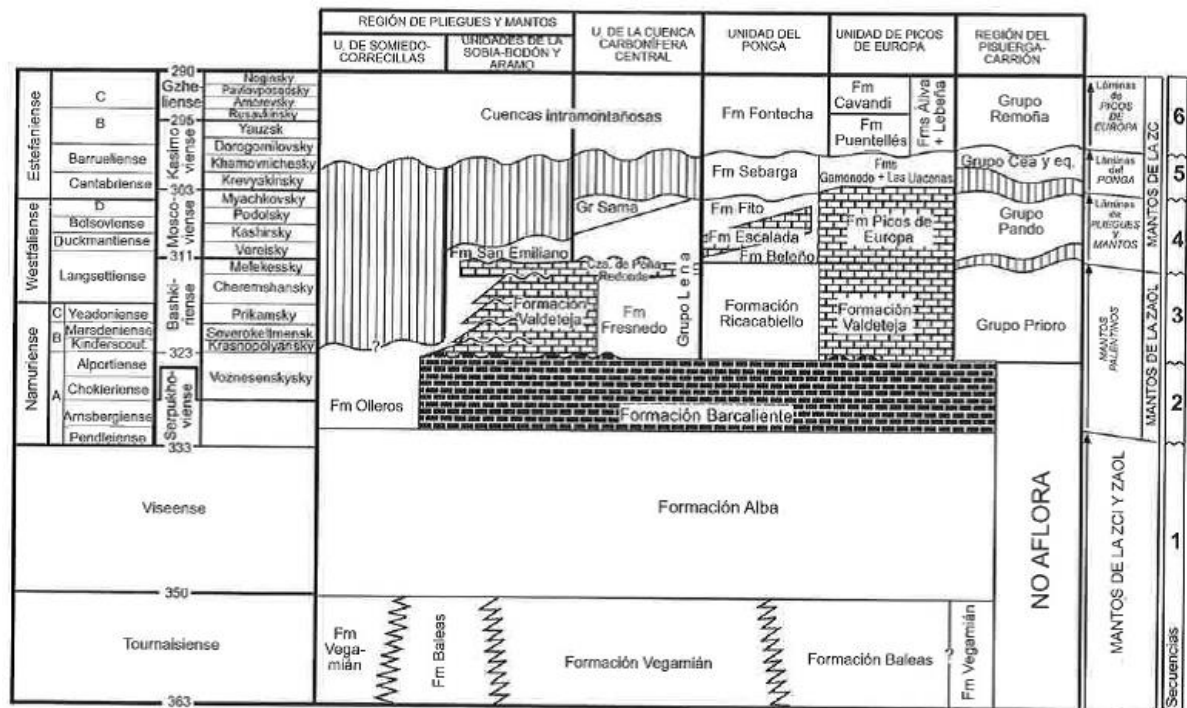


Figura 3.4. Esquema de correlación de las principales unidades estratigráficas del Carbonífero de la Zona Cantábrica (Colmenero et al., 2002)

### 3.2 Historial de exploración en Asturias

El carbón es el recurso energético por antonomasia en Asturias, si bien, el gas natural es también conocido desde los albores de la minería de la hulla por las emanaciones mineras de grisú y sus consecuencias.

Las primeras referencias bibliográficas sobre la presencia de gas en Asturias a partir de perforaciones mecánicas datan de la primera mitad del siglo XX en el sondeo que se realizó para reconocer el Carbonífero de La Camocha y que fueron recogidas gracias a Patac (1915), Ruiz Falcó (1916 y 1917) y Felgueroso (1932).

La primera emanación superficial de gas natural en Asturias es conocida como “Mecheru de Caldones” ya que produjo una llama al arder el fluido en dicha localidad gijonesa el 20 de enero de 1915. El gas salió a la atmósfera al alcanzar los 563 m de profundidad un sondeo de carbón (sondeo S-2), después de atravesar la cobertera pérmica, con tal presión que destruyó el varillaje y provocando una ignición que tardó cuatro días en sofocarse. Posteriormente hubo otros dos “mecherus”, todos ellos situados en la misma zona y muy

próximos entre sí. El segundo mechero, de inferior potencia, se produjo en 1920 y el tercero en 1923. También hubo otras manifestaciones superficiales de gas en la Cuenca Carbonífera Central como, por ejemplo, en las proximidades de Saús (Siero), a 1,5 km al NE del Pozo Mosquitera (zona próxima a una zona importante fractura que conecta con labores mineras subterráneas) que impulsaron una campaña de prospecciones.

La primera perforación para búsqueda de yacimientos de gas en Asturias data de 1967 y fue realizada por la empresa Ciepsa en la cuenca de Gijón. El sondeo denominado *Caldones-1* se implantó en la localidad del mismo nombre y llegó a alcanzar los 1846m de profundidad. En él se detectó la presencia de gas aunque en cantidades no consideradas rentables.

En la última década del siglo XX se llevó a cabo una campaña prospectiva destinada a investigar la captación del metano contenido en capa de carbón (CBM). En 1992 la empresa estatal minera Hunosa suscribió un protocolo con la filial española de la compañía norteamericana Unión Texas para la prospección de los recursos de CBM en la Cuenca Carbonífera Central. La campaña de investigación se centró en los sinclinales de Sama y El Entrego para establecer zonas prioritarias para el emplazamiento de sondeos. Dicha campaña prospectiva se abordó en dos fases, realizándose un sondeo en cada una de ellas.

El primer sondeo efectuado, denominado *Asturias Central-1* se ubicó en la plaza del Pozo María Luisa y se realizó en 1992, alcanzando una profundidad de 1575m, menor de la que se había previsto al surgir dificultades técnicas como consecuencia de la estructura geológica. La finalidad de este sondeo era atravesar los paquetes Entreguerras, Sotón y María Luisa en las proximidades del anticlinal de Samuño. No se cumplió el objetivo en su totalidad pero se detectaron indicios de gas al cortar diferentes capas de los dos últimos paquetes.

En el año 1993 se ejecutó el segundo sondeo denominado *Modesta-1* ubicado sobre las escombreras del Pozo Modesta en las cercanías de Sama de Langreo. Se alcanzó una profundidad de 2038 m atravesándose los paquetes de Sorriego, Entrerregueras, Sotón y María Luisa correspondientes al anticlinal de Santa Rosa. También se detectó presencia de gas en cantidades superiores a las del sondeo precedente.

Se consideró también como otra área prioritaria la unidad de La justa-Aramil, por lo que en el año 2004 se llevó a cabo un sondeo mecánico de investigación denominado "*Asturias*

CBM-1”, financiado por la Consejería de Industria y Empleo del Gobierno del Principado de Asturias, con el objeto de determinar los parámetros petrofísicos que inciden en la fluencia del gas de las capas de carbón.

Tabla 3.1.- Sondeos realizados en el Carbonífero para búsqueda de hidrocarburos gaseosos (proyectos de CBM). (J.A. Sáenz de Santa María Benedit y M. Gutiérrez Claverol, 2013)

SONDEO	COORDENADAS	PROFUNDIDAD	MATERIALES	PRESENCIA DE GAS
CALDONES-1	43° 28' 41" N 1° 56' 34" O	1.846 m	Permotriás-Carbonífero	445-502 m; 512-530 m; 562-600 m; 625-637 m; 1.120-1.200; 1.220-1.240; 1.317-1.332; 1.345-1.415; 1.434-1.452; 1.465-1.475; 1.485-1.492; 1.512-1.532; 1.539-1.705; 1.718-1.725; 1.739-1.846 m
ASTURIAS CENTRAL-1	43° 17' 30" N 5° 39' 20" O	1.575 m	<i>Carbonífero</i> (Enterregueras, Sotón, María Luisa)	Paquetes Enterregueras (tramo superior), Sotón (tramo inferior), María Luisa
MODESTA-1	43° 17' 25" N 5° 41' 12" O	2.038 m	<i>Carbonífero</i> (Modesta-Oscura, Sorriego, Enterregueras, Sotón, María Luisa)	Paquetes Enterregueras, Sotón y María Luisa
ASTURIAS CBM-1	43° 19' 20" N 5° 42' 28" O	350 m	<i>Pérmico-Carbonífero</i> (Enterregueras?)	Paquete Enterregueras (?)

También se tuvo conocimiento de la existencia de gas natural gracias a la prospección petrolífera que se realizó a partir de 1975 en la plataforma continental, fruto de los trabajos de investigación que se desarrollaron.

Las primeras prospecciones geológicas orientadas hacia la búsqueda de petróleo en Asturias las realizó la sociedad española Ciepsa en la zona comprendida entre Avilés y Villaviciosa a finales de los años 60, con resultados satisfactorios. En el año 70 las compañías Shell España y Campsa obtuvieron seis permisos de investigación de hidrocarburos dentro de la concesión “Mar Cantábrico” (“MC”) que se les asignó las letras A, B, C, D, F y G, obteniendo posteriormente los denominados K, E, J e I, muy próximos a la línea de costa y los permisos L y M otorgados en febrero de 1977. Un consorcio de petroleras lideradas por Phillips obtuvo el permiso “Mar Cantábrico-H” donde realizó dos perforaciones. La Empresa Nacional de Investigación y Explotación de Petróleo, S.A. (Eniepsa) también ejecutó dos sondeos al comienzo de los años 80 en su concesión “Asturias D”.

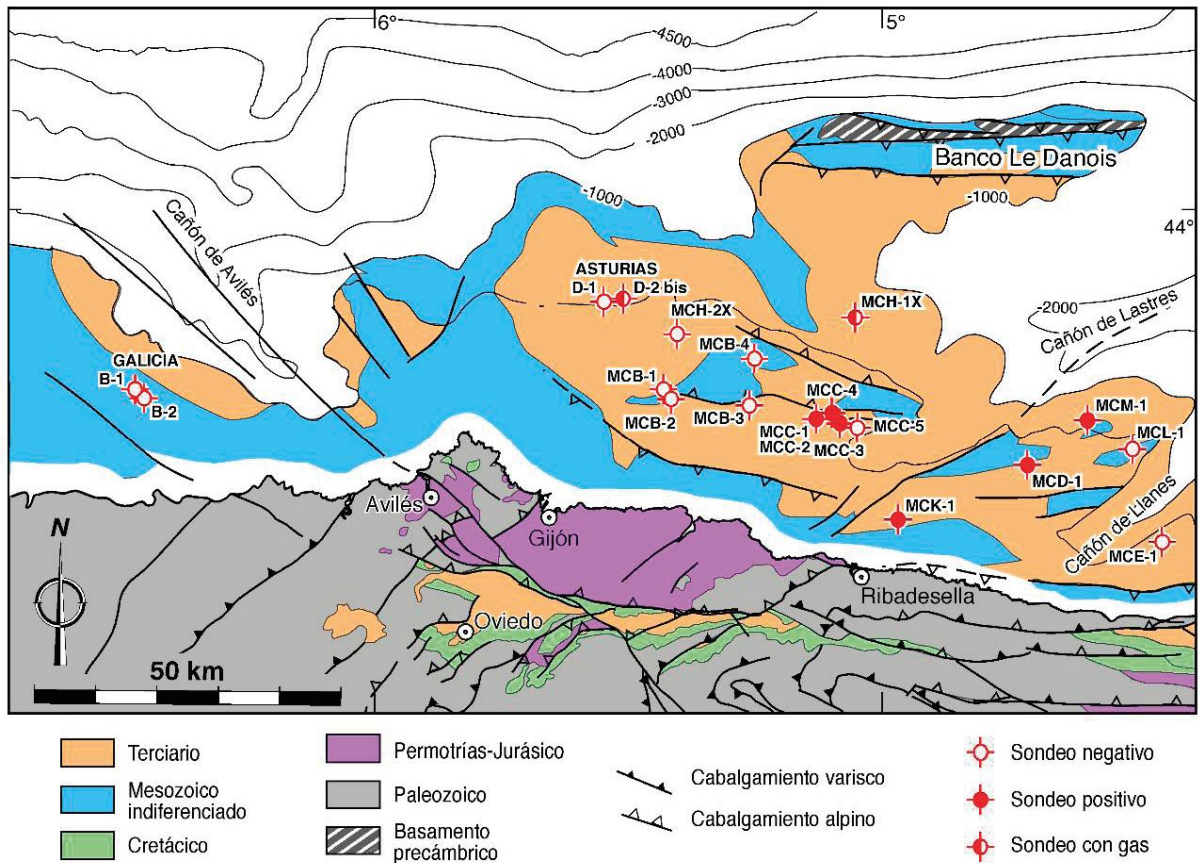


Figura 3.5. Situación de los principales sondeos offshore efectuados en Asturias (Gutiérrez Claverol y Gallastegui, 2002)

La prospección sísmica de la plataforma Asturiana fue muy intensa, especialmente al E del Cabo de Peñas. Aunque es difícil precisar el número total de perfiles sísmicos realizados, se estima que en el sector marino entre Gijón y Llanes se realizaron más de 170 líneas que cubren una longitud de más de 2000 km.

En total se perforaron unos 20 sondeos exploratorios para hidrocarburos entre 1975 y 1985, sobrepasando en total los 50.000 metros perforados. Se encontraron indicios en casi todas las perforaciones profundas, siendo las más importantes las que se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 4.2.- Características generales de los principales sondeos ejecutados en la plataforma continental asturiana. (Gutiérrez Claverol y Gallastegui, 2002)

SONDEO	Coordenadas	Año	Compañía	Profundidad (máxima)	Edad columna sondeada	Hidrocarburos
"MC" C-1	43° 41' 12,61" N 5° 08' 21,72" O	1975	SHELL/CAMPSA	1.280 m	Mioceno Inf.- Cretácico Sup.	Gas: 940-950 Petr.: 865-1140
"MC" C-2	43° 41' 15,00" N 5° 08' 21,70" O	1975-76	SHELL/CAMPSA	4.382,5 m	Mioceno Inf.- Jurásico Sup.	Petr.: 1441-1455 Gas: 1486-1500 Petr.: 2818-2852
"MC" C-3	43° 40' 58,20" N 5° 05' 37,28" O	1976	SHELL/CAMPSA	1.800 m	Mioceno Inf.- Cretácico Sup.	Petr.: 1643-1652
"MC" B-1	43° 43' 13,52" N 5° 26' 51,36" O	1976	SHELL/CAMPSA	707 m	Cretácico Sup.	Negativo
"MC" B-2	43° 43' 12,09" N 5° 26' 51,14" O	1976-77	SHELL/CAMPSA	2.110,5 m	Cretácico Sup.- Inf.	Negativo
Galicia B-1	43° 42' 57,00" N 6° 33' 11,90" O	1977	CHEVRON	326,6 m	Cretácico	(?)
Galicia B-2	43° 42' 58,16" N 6° 33' 11,31" O	1977	CHEVRON	1.754 m	Cretácico Inf.- Paleozoico	(?)
"MC" B-3	43° 42' 13,94" N 5° 16' 29,88" O	1977-78	SHELL/CAMPSA	2.305,5 m	Mioceno- Cretácico Inf.	Negativo
"MC" E-1	43° 30' 07,35" N 4° 26' 27,94" O	1978	SHELL	2.246 m	Terciario	(?)
"MC" K-1	43° 22' 04,79" N 4° 58' 31,02" O	1978	SHELL/CAMPSA	3.339 m	Cretácico Inf.- Carbonífero	Petr.: 500-598 Petr.: 652-691 Petr.: 742-979 Petr.: 2434-2445
"MC" L-1	43° 38' 17,81" N 4° 30' 06,18" O	1979	SHELL	3.383 m	Eoceno- Cretácico Inf.	(?)
"MC" M-1	43° 40' 56,01" N 4° 35' 33,35" O	1979-80	SHELL	4.208 m	(?)	Petr.: indicios
"MC" H-1X	43° 49' 55,47" N 5° 03' 40,16" O	1980	PHILIPS/BP/ GETTY/ENI/ENPSA	4.658 m	Cretácico Sup.- Cretácico Inf.	Gas: 2912-2914 Gas: 4392-4397
Asturias D-1	43° 51' 23,94" N 5° 33' 56,74" O	1980	ENI/ENPSA	2.900 m	Oligoceno- Cretácico Inf.	Negativo (?)
"MC" C-4	43° 41' 16,12" N 5° 06' 31,21" O	1980-81	SHELL/CAMPSA	1.641 m	Mioceno Inf.- Cretácico Sup.	Petr.: 1159-1169 Petr.: 1452-1465
"MC" C-5	43° 40' 29,31" N 5° 02' 59,57" O	1981	SHELL/CAMPSA	1.838 m	Mioceno Inf.- Cretácico Sup.	Negativo (?)
"MC" H-2X	43° 48' 29,37" N 5° 25' 28,04" O	1982	PHILIPS	3.022 m	(?)	(?)
"MC" D-1	43° 36' 54,74" N 4° 42' 45,02" O	1983	SHELL/CAMPSA	3.100 m	Eoceno Sup.- Permotrias	Petr.: 1220 Gas: 1780-1790
"MC" B-4	43° 46' 21,28" N 5° 15' 50,29" O	1983	SHELL	4.900 m	Jurásico	(?)
Asturias D-2 bis	43° 51' 12,39" N 5° 31' 50,61" O	1984-85	ENI/ENPSA	5.078 m	Mioceno- Jurásico Sup.	Gas: indicios



## 4 METODOLOGÍA DE ESTUDIO DE LOS RECURSOS DE SHALE GAS

### 4.1 Recopilación, análisis y estudio de la información.

Para la realización de este estudio se ha consultado una amplia bibliografía sobre la Zona Cantábrica. Si bien existe una amplia bibliografía geológica de carácter general, los estudios sobre presencia y contenidos de gas son mucho más escasos.

Este estudio ha sido elaborado en base a una serie de informes y publicaciones de carácter regional y local para el conocimiento geológico del área de investigación así como otros muchos sobre la prospección de carbón y de hidrocarburos en el área de estudio y sectores adyacentes.

Básicamente se han consultado:

- La *Actualización del Inventario de Recursos Nacionales de Carbón*, realizada en 1985 por el Instituto Geológico y Minero de España, aporta datos sobre las cuencas de carbón en España. De este inventario han sido extraídos los datos referentes a las zonas de Asturias I Narcea, Asturias II Cuenca Central y Asturias III Cuencas Adyacentes, todas ellas objeto de nuestro estudio. Se ha recopilado la información geológica-minera de estas áreas, paquetes mineros, capas, espesores, labores realizadas y su profundidad máxima alcanzada.
- Distintos proyectos de investigación geológica-minera de las cuencas carboníferas españolas realizados por el Instituto Geológico y Minero de España:
  - *Ensayo geofísico sobre cuencas carboníferas ocultas de Asturias*, ITGE 1984.
  - *Estudios previos para determinar cuencas carboníferas ocultas en Asturias*, ITGE 1985.
  - *Cuencas carboníferas ocultas en Asturias*, ITGE 1986.
  - *Cuencas carboníferas ocultas por la cobertura mesozoica-terciaria en Asturias*, ITGE 1986.
- *Ordenación y valoración de pizarras bituminosas en España. Tomo I y II*. Instituto Geológico y Minero de España, 1983.
- *Proyecto de exploración pizarras bituminosas en España (1977-1980)*. Instituto Geológico y Minero de España, 1980.

- *Estudio Infraestructural de pizarras bituminosas. Zona: Cuenca Carbonífera de Quirós, Teverga y San Emiliano (Asturias)*. Instituto Geológico y Minero de España, 1979.
- Otros estudios, informes y artículos en relación a la presencia de gas:
  - “El Carbonífero de la Cuenca Central Asturiana”*. Trabajos de Geología, 3, Fac. Ci.Univ.Oviedo.pp.101-150. Primeros resultados de la Investigación Geológica y Minera de la Cuenca Central Asturiana, publicados con motivo de la Reunión de la Subcomisión de Estratigrafía del Carbonífero en el NO de España.
  - “Sobre la presencia de la Formación Naranco (Devónico Medio) en el manto de Bodón (Zona Cantábrica): implicaciones paleogeográficas”*. Trabajos de Geología, Universidad de Oviedo, 28: 159-169 (2008).
  - “Emplacement of the Cuera and Picos de Europa imbricate System at the core of Iberian-Armonican Arc (Cantabrian zone, north Spain): New precisions concerning the timing of arc closure”*. Geological Society of America. Bulletin; May-June 2009.
  - “Prospección de Hidrocarburos en la Plataforma continental de Asturias”*. Trabajos de Geología, Universidad de Oviedo, 23: 21-34(2002).
  - “Manifestaciones de hidrocarburos gaseosos en Asturias”*. Trabajos de Geología, Universidad de Oviedo, 25: 51-67 (2005).
  - “Valoración de la técnica de fracturación hidráulica y su aplicación a la extracción de gas no convencional en las cuencas carbonífera y jurásica de Asturias”*. Trabajos de Geología, Universidad de Oviedo, 33: 201-229 (2013).
  - “Estudio Preliminar sobre el potencial de recuperación de gas natural y almacenamiento geológico de CO2 en rocas”*. Seguridad y Medio ambiente. Nº 128. Cuarto Trimestre 2012.
  - Informe geológico final del sondeo Caldones-1*. Ciepsa, Nov.1967. Archivo Técnico de Hidrocarburos.
- *Estudio Preliminar sobre el potencial de almacenamiento geológico de CO2 en pizarras de la Zona Cantábrica*. Universidad de Oviedo. Departamento de Explotación y Prospección de Minas. Fundación Mapfre. 2010.
- *Gas No Convencional en España, una oportunidad de futuro*. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, 2012.
- *Evaluación preliminar de los Recursos Prospectivos de Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales en España*. ACIEP - Gessal, 2012.

- Cartografía de la zona de estudio :

-Base geológica modificada de: Merino Tomé, O., Suárez Rodríguez, A., Alonso Alonso, J.L., González, Menéndez, L., Marcos Vallauré, A. y Heredia Carballo, N. (2011).

- Mapa Geológico Digital Continuo a escala 1/50.000 del Principado de Asturias (Plan Geode). IGME.

Además, se recopiló y analizó la legislación que afecta a los espacios protegidos del Principado de Asturias (ver apartado 5) así como la normativa regulatoria, de ámbito nacional y autonómico, aplicable a la exploración y explotación de shale gas (ver apartado 6).

#### **4.2 Establecimiento de parámetros fundamentales.**

Tras el análisis y estudio de toda la información recopilada, se seleccionaron, en una primera fase, una serie de formaciones geológicas tipo shale que, a priori, podrían ser generadoras de gas (rocas madre). Dicha selección se realizó en función de los criterios estratigráficos, litológicos y paleogeológicos que se consideran indispensables para la existencia de rocas madre que puedan contener gas (gas shales) y que se describieron en el apartado 0 de este informe. En este punto, es importante recalcar que las denominadas “gas shales” no son siempre lutitas en el sentido estricto, definidas como rocas clásticas pizarrosas de grano fino, ya que existen rocas con características minerales o texturales diferentes de las lutitas con potencial generador de hidrocarburos tales como limolitas o margas.

Además de los criterios generales que acabamos de comentar, se definieron una serie de criterios específicos o parámetros fundamentales que se consideran de suma importancia para la caracterización de un reservorio de shale gas. Dichos parámetros nos permitieron llevar a cabo una segunda selección, también de tipo bibliográfica, de entre las formaciones seleccionadas en la primera fase.

Los parámetros fundamentales que se han considerado son los siguientes:

- *Contenido en Carbono Orgánico Total (TOC)*

El TOC permite conocer el carbono orgánico presente en la roca madre y por tanto es un indicador muy importante ya que nos permite identificar las formaciones con mayor contenido orgánico y, por consiguiente, los más ricos en hidrocarburo, tal y como se explicó en el apartado 0 de este informe. La medición de TOC es uno de los primeros análisis que se han de llevar a cabo en la etapa de exploración y se realiza directamente sobre muestras de roca. En la literatura se indica que el contenido en TOC que cualifica a una roca como potencial generadora de gas debe tener un valor mínimo de 0,5% para poder ser considerada aceptable (Tissot, 1977), si bien, lo deseable sería que fuera mayor de 1% para que poder considerarlo bueno, mayor de 2% para ser muy bueno o mayor de 5% excelente.

Una vez revisada la bibliografía recopilada y teniendo en cuenta las características de las formaciones previamente seleccionadas, se decidió utilizar un valor de corte mínimo de 0,5% para el TOC, que permita quedarnos con las formaciones que cuentan con al menos un potencial generador de gas calificado como aceptable.

- *Reflectividad de la vitrinita ( $R_o$ )*

La vitrinita, componente clave del kerógeno, es una sustancia brillante formada mediante la alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales. Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatización irreversibles y complejas, lo que se traduce en un incremento de la reflectividad. La reflectividad de la vitrinita fue utilizada por primera vez para conocer la madurez de los carbones, si bien, posteriormente esta técnica se extendió para evaluar la maduración térmica de los kerógenos. Dado que la reflectividad aumenta con la temperatura, puede correlacionarse con los rangos de temperatura para la generación de hidrocarburos (ventana de petróleo y gas).

La reflectividad de la vitrinita ( $R_o$ ) es el parámetro utilizado más frecuentemente para conocer la maduración térmica, la cual predice, no solo cuando una roca madre está en la

ventana de generación de gas, sino también el tipo de gas generado. En la literatura se indica que, en general, la zona a prospectar, debe tener un  $R_0$  mayor de 1 para que haya generado gas húmedo por lo que es éste el valor de corte mínimo que se ha establecido para este estudio.

- *Espesor, profundidad y extensión superficial-continuidad física.*

Otro parámetro importante es el espesor de las formaciones. En general, según la literatura consultada el espesor debe ser al menos de 15 metros para considerarla apta para su posterior explotación. Igualmente se estima un intervalo de profundidad adecuado entre 800-4000m, requiriéndose además una continuidad física en la extensión de la formación (los yacimientos no convencionales de gas natural se caracterizan por ser continuos, consistentes en una acumulación de capas sedimentarias de baja porosidad saturadas en gas).

#### **4.3 Descripción de las formaciones de interés.**

Se realizó una recopilación bibliográfica de los valores de los parámetros fundamentales establecidos que sirvió para, en algunos casos, acotar las áreas en las que las formaciones previamente seleccionadas presentan posibilidades de potencial shale gas, en otros, descartar áreas que no presentan potencial.

Se describen a continuación las principales formaciones geológicas que finalmente fueron seleccionadas como de interés:

- **Fm. Pizarras de Luarca**

El Ordovícico Medio más característico en la zona de estudio está representado por una unidad compuesta esencialmente por pizarras grises y negras: la Fm Luarca. Este nivel está presente, dentro de la Zona Cantábrica, exclusivamente en el borde más occidental de la Región de Pliegues y Mantos, desde el área de Somiedo hasta los cabos Peñas y Vidrias, donde se encuentran sus afloramientos más representativos. La Fm Luarca se dispone sobre

las cuarcitas masivas de techo de la Formación Barrios y está constituida por dos miembros: Miembro Peñas (o inferior) y Miembro Vidrias.

- **Fm Sueve**

En la Zona Cantábrica, el Ordovícico se halla desigualmente representado: mientras que los materiales del Ordovícico Inferior afloran extensamente en el conjunto de dicha zona, no ocurre lo mismo con los pertenecientes al Ordovícico Medio y Superior que, debido a una laguna estratigráfica, faltan en gran parte de este área. Esta laguna aparece sellada por unidades silúricas o devónicas tardías, dependiendo de la región considerada. Las únicas excepciones donde se ha logrado documentar paleontológicamente la existencia de sedimentos posteriores al Arening son, por el momento, unas pocas localidades adyacentes al antiforme del Narcea (Cabos Peñas y Vidrias, Portilla de Luna) y a lo largo de la escama de Laviana-Sueve, que forma el borde oriental cabalgante de la CCC, con una corrida aproximada de 45 km (Julivert y Truyols, 1983; Aramburu et al., 1992).

La Fm Sueve aflora sólo en una estrecha banda en el extremo más occidental de la Región de Mantos, entre Rioseco y la sierra del Sueve. En la parte inferior a media de la sucesión se intercalan capas de limolitas y areniscas con estratificaciones cruzadas hummocky, indicadoras de una sedimentación marina somera en relación con tempestades. En ocasiones este tramo contiene capas de hierro oolítico que fueron objeto de explotación en el pasado, especialmente en la sierra del Sueve (Aramburu et al., 2002). Su potencia es variable, entre 50 y 100 m. La parte más septentrional de esta franja, se localiza en las Sierras del Sueve y Fito: este macizo está constituido por terrenos paleozoicos, en los que se diferencia una sucesión cambro-ordovícica y otra del Devónico Superior y Carbonífero, separadas entre sí por una importante discontinuidad estratigráfica. En este contexto la Fm Sueve se intercala entre dos unidades eminentemente siliciclásticas: la Fm Barrios, constituida por cuarcitas del Cámbrico y Ordovícico Inferior, y los conglomerados y areniscas de la Fm Ermita, del Devónico Superior.

Desde el punto de vista litológico, el componente predominante de la Fm Sueve son las pizarras negras, aunque son abundantes las intercalaciones limolítico-areniscosas en la parte media de la unidad, lo que permite su subdivisión en tres miembros que, de muro a techo, son los siguientes (datos de Gutiérrez-Marco et al., 1996).

- Mb Cerracín, con una potencia que oscila entre 8 y 10 m, formado por pizarras negras fosilíferas, que incluyen esporádicamente algunos nódulos de silíceos a sideríticos.

En la base se sitúa un nivel lenticular de hierro oolítico de hasta 2 m de espesor formado por una alta concentración de ooides hematíticos con cemento clorítico.

- Mb Bayo, comprende unos 40 m de microalternancias limolítico-pizarrosas de color gris oscuro, con capas intercaladas de areniscas de grano fino y muy fino de hasta 22 cm de espesor. Estas últimas son por lo general micáceas y presentan con frecuencia laminación horizontal y cruzada de ripples. Es común la bioturbación, de ligera a intensa, desarrollada principalmente en el plano horizontal. El contacto con el Mb Cerracín es gradual, formando el conjunto de ambos miembros una secuencia granocreciente.

- Mb Cofiño, consiste en 40 a 50 m de pizarras negras, con algunas laminaciones muy finas y escasas de limolitas. En su base presenta un nivel lenticular de mineral de hierro oolítico de hasta 1,4 m de espesor, cuya composición petrológica difiere de la capa antes descrita en el Mb Cerracín, al estar formada aquí por ooides de clorita englobados en una matriz micrítica reemplazada en este caso por siderita.

El contacto basal de la Fm Sueve es neto sobre las cuarzoarenitas de la Fm Barrios, mientras que el contacto superior (con los conglomerados y areniscas de la Fm Ermita del Devónico Superior, Fameniense) es erosivo. Su contenido paleontológico es muy notable. A partir de estudios de los restos fósiles, se ha determinado una edad Oretaniense superior tardía para el inicio del depósito de la formación (Mb Cerracín) e implica una laguna stratigráfica basal respecto a las cuarcitas del Arenig. Por otra parte, el Mb Cofiño puede ser asignado al Dobrotiviense inferior y superior. Esta última edad ha sido determinada con microfósiles en los niveles más próximos al techo de la formación. El límite Oretaniense/Dobrotiviense está comprendido en el Mb Bayo.

Las facies de pizarras negras de los Mbs Cerracín y Cofiño de la Fm Sueve parecen corresponder en su mayor parte a un ambiente tranquilo y relativamente profundo, por debajo del nivel de base de las olas de tempestad. Las alternancias limolítica-pizarrosas y arenosas del Mb Bayo se originaron en un ambiente similar, pero algo más somero y de mayor energía, probablemente influenciado por tempestades.

La Fm Sueve tiene un espesor de 92 m en el estratotipo de la Sierra del Sueve, 105 m en Peña Mayor (al S de Nava), y 44 m en Villamorey. Las potencias en el Sueve y Peña Mayor pueden considerarse equivalentes, teniendo en cuenta que ligeros replegamientos de la serie originan frecuentes cambios de espesor aparente. Julivert *et al.* (1968) señalan un espesor de 50 m al NO de Rioseco, en una posición intermedia entre Peña Mayor y

Villamorey. De acuerdo con los datos bioestratigráficos, la disminución de espesor de la formación en el área de Rioseco parece deberse esencialmente a la erosión parcial de la misma, previa al depósito de los materiales del Devónico Superior. La diferenciación de distintos miembros dentro de la unidad se reconoce al menos desde la Sierra del Fito hasta Peña Mayor, donde persiste un miembro arenoso intermedio.

- **Fm. Formigoso**

El Silúrico clásico (unos 400 m de espesor de secuencia siliciclástica) está constituido por las Fms Formigoso y Furada, aflorantes sólo en la Región de Pliegues y Mantos. La inferior es la Fm Formigoso, de 70 a 200 m de espesor, formada principalmente por pizarras negras y grises, con intercalaciones delgadas de limolitas bioturbadas y areniscas (cuarzoarenitas) progresivamente más abundantes hacia la parte superior. Son frecuentes las capas gradadas de lutitas. Si bien se encuentra presente en todas las secciones del Silúrico de la Región de Pliegues y Mantos, puede disponerse sobre materiales de las unidades basales del Silúrico (Fm Castro, Capas de Getino) o sobre materiales más antiguos (Fms Barrios y/o Luarca), generalmente por medio de una paraconformidad o disconformidad (Aramburu et al., 1992, con referencias anteriores). La presencia de graptolitos a lo largo de toda la formación, aunque especialmente abundantes cerca de su base, ha permitido una datación muy precisa de cada uno de los niveles, correspondientes al Silúrico Inferior (pisos Llandovery y Wenlock).

En la Fm Formigoso, se diferencian dos miembros:

5Mb Bernesga o inferior, constituido exclusivamente por pizarras negras y grises que contienen abundantes faunas de graptolitos, según la cual la edad del Mb Bernesga integraría los pisos Aeroniense y Telychiense inferior.

6Mb Villasimpliz, parte superior formada también por pizarras negras, pero en general más compactas, con intercalaciones de limonitas y areniscas de grano fino progresivamente más abundantes hacia la parte superior y mucho menos rico en fauna. Aunque son, como se ha indicado, los graptolites los que han permitido la datación de este miembro, ha podido llegarse a conclusiones análogas por medio de palinomorfos, de forma que se sospecha que su edad abarca desde el Llandovery superior al Wenlock inferior (Aramburu et al., 1992).

Las dos sub-unidades citadas no son de todos modos muy marcadamente diferentes y toda la formación aparece como un nivel esencialmente pizarroso, de color negro y que se



presenta como un nivel blando frente a la erosión. La Fm Formigoso representa el paso desde un ambiente de plataforma externa (representado por el Mb Bernesga) hasta otro de plataforma interna (Mb Villasimpliz).

- **Fm Vegamián**

La Fm Vegamián (Toumaysiense-Viseense inferior) consta de pizarras negras con nódulos de fosfatos y chert y algunas capas de areniscas. Su espesor no sobrepasa unos pocos metros, y es lateralmente equivalente con la Fm Candamo.

- **Fm Alba**

Esta formación (Tournaisiense superior-Arnsbergiense), cuyo espesor llega a alcanzar 30-40 metros, está formada por calizas nodulosas rojizas mudstone a packstone bioclásticas y fosilíferas, con restos de organismos bentónicos y pelágicos. Presenta intercalaciones de pizarras y un nivel de chert (radiolaritas) y se extiende por toda la Zona Cantábrica (excepto la Región del Pisuerga-Carrión). En la parte central de la Región de Pliegues y Mantos se encuentra ligeramente dolomitizada (Andrés-Arias, 2009).

En el conjunto intermedio se distinguen dos intervalos: El inferior tiene rasgos intermedios con el conjunto anterior, y en él se manifiesta la creciente influencia de la orogenia, pero todavía con unas ciertas condiciones de homogeneidad en la cuenca y de constancia lateral de facies, quedando configurado por las Fms Barcaliente y Olleros. El intervalo superior presenta ya claramente unas características sinorogénicas, mostrando una variabilidad de facies que dificulta su correlación: en la unidad de Somiedo, este intervalo superior se reduce a la Fm Valdeteja y a otras series detríticas superiores (flysch de San Pedro de Antromero y sucesión de los lagos de Somiedo).

- **Fm Barcaliente**

Esta formación, de edad Arnsbergiense-Alportiense? (Wagner, 1971; Eichmüller, 1985; Menéndez-Álvarez, 1991), constituye una monótona sucesión de calizas grises oscuras, fétidas, laminadas, con un contenido fósil muy escaso a nulo, y escasos pseudomorfos de evaporitas en la parte alta. Presenta base gradual con la Fm Alba, mientras que su techo es generalmente neto. Su espesor, de hasta 400 m, es bastante constante a lo largo de toda su área de afloramientos, disminuyendo únicamente en el entorno del Antiforme del Narcea, al

ser sustituida por turbiditas terrígenas, y en las cercanías del núcleo del arco, donde llega a reducirse a menos de 100 m (lámina de Riosol). La interpretación de esta formación es aún controvertida: a pesar de mostrar rasgos de un ambiente marino profundo (Hemleben y Reuther, 1980), algunos autores han considerado al menos localmente un origen somero (González Lastra, 1978; Sánchez de la Torre et al., 1983).

- **Fm Valdeteja**

Se trata de una unidad calcárea lateralmente discontinua de hasta 1000 m de espesor, que se dispone sobre la Fm Barcaliente, junto con la cual se ha denominado clásicamente y de un modo informal como “caliza de Montaña”. La Fm Valdeteja presenta dos áreas de afloramiento principales bien definidas: la Región de Pliegues y Mantos (principalmente en las unidades de La Sobia-Bodón y Aramo), por un lado, y la Región de Picos de Europa y parte NE de la Unidad del Ponga (Sierra del Cuera), por otro. Otra área de afloramientos la constituye el borde NE de la Cuenca Carbonífera Central. La edad de la Formación Valdeteja es Bashkiriense, aunque en la Región de Pliegues y Mantos su techo es fuertemente diacrónico entre el Bashkiriense inferior y el Moscoviense inferior (Wagner, 1971; Villa, 1982; Sánchez de Posada et al., 1990, 2002; Villa et al., 2001). Litológicamente, consiste en una sucesión de calizas claras y masivas, localmente brechificadas, de escaso contenido fósil que representan bioconstrucciones microbiales y algares, de calizas estratificadas con un contenido fósil variado, de brechas calcáreas y de calciturbiditas. En su conjunto, estos depósitos formaron plataformas carbonatadas de techo plano y márgenes inclinados y elevados respecto a la cuenca profunda circundante (Eichmüller, 1985; Bahamonde et al., 1997, 2000; Kenter et al., 2003). En el caso de los afloramientos de la Región de Pliegues y Mantos, estas plataformas se habrían nucleado en altos fondos posiblemente debidos a cabalgamientos ciegos (Fernández, 1990, 1993) apilándose verticalmente en una zona con un alta subsidencia relativa.

En la Región de Pliegues y Mantos, las sucesiones detríticas que lateralmente van sustituyendo a la Fm Valdeteja afloran únicamente en núcleos de sinclinales de forma aislada. En la unidad de Somiedo en particular, son más antiguas y menos preservadas.

- **Fm San Emiliano**

La Fm San Emiliano aparece en las unidades de La Sobia-Bodón y del Aramo, dentro de la región de pliegues y mantos. Su mayor desarrollo se asocia a un cambio lateral de facies de la Fm Valdeteja, mientras que los niveles superiores se situarían cronoestratigráficamente por encima del techo de las calizas de Valdeteja. Se trata de una potente serie (llega a superar los 2000 m de potencia) predominantemente detrítica, que cuenta con niveles calcáreos en su parte media y con capas de carbón en su parte alta, lo que ha dado lugar a su división en tres miembros.

En las cuencas de San Emiliano, Teverga y Quirós se distinguen, según se ha citado, tres miembros, que de muro a techo son los siguientes:

-Mb Pinos: 250-300 m (potencia media) de pizarras, lutitas y limolitas con niveles turbidíticos, con escasa continuidad lateral; puede tener hasta 1000 m de potencia máxima, y también llega a desaparecer en beneficio de la Fm Valdeteja. Su techo viene definido por el primer nivel de calizas lateralmente continuo. El ambiente de formación sería marino relativamente profundo.

-Mb Candemuela: consta de una alternancia rítmica de niveles terrígenos y carbonatados y cuenta con algo más de 1000 m de potencia media (mínima en la cuenca de Quirós, entre 400 y 600 m). Se trata de una secuencia de plataforma somera invadida por sistemas deltaicos

-Mb La Majúa: al menos 500 m de depósitos terrígenos con algunas capas de carbón y pocos niveles calcáreos, en ambos casos de poca potencia. Su medio de formación es deltaico y marino somero.

La edad de la Fm ha sido determinada (en base a foraminíferos, fundamentalmente) como Namuriense B-Westfaliense A para la base, correspondiendo al Westfaliense B los niveles más modernos conservados (el techo no aflora, al estar erosionado o cortado por cabalgamientos y, en algunos casos, cubierto por materiales estefanienses).

- **Fm Fresnedo**

La Fm Fresnedo es una unidad predominantemente lutítica, con intercalaciones menores de areniscas (sobre un 7% del total, García-Loygorri et al., 1971) de hasta 470 m de espesor que contiene algunas intercalaciones turbidíticas y de brechas y olistolitos calcáreos, que queda individualizado, donde está presente, entre la Fm Barcaliente y las calizas grises

westfalienses que se describen a continuación. El “paquete” Fresnedo tiene una edad Bashkiriense y se dispone lateralmente a la Formación Valdeteja (Salvador, 1993), llegando a acuñarse donde esta formación existe. El Paquete Fresnedo representaría la cuenca terrígena adyacente a la plataforma carbonatada que se desarrolló entre las plataformas carbonatadas de la Fm Valdeteja de la Región de Pliegues y Mantos al W y las orientales (áreas del Suevo y Picos de Europa).

- **Grupo Lena: Paquetes Levinco, Llanón, Tendeyón y Caleras.**

*El paquete Levinco*, con una potencia aproximada de 500 m, se compone de hasta 9 unidades o ritmos sedimentarios, con espesor medio de 70 m. Presenta abundantes pasadas de calizas (biomicritas recristalizadas con restos orgánicos en proporción bastante elevada) intercaladas entre areniscas y lutitas arcillosas o arenosas con restos de carbón. En el caso de las areniscas, se trata de sublitarenitas con cemento silíceo, tamaño de grano arena media. El cuarzo forma siempre más del 70%, siendo los restantes componentes feldespatos cálcico-sódicos, fragmentos de areniscas, de pizarras, chert y cemento silíceo.

El techo de este paquete viene marcado por la interrupción de la sedimentación cíclica de facies calcárea, pasando al predominio de facies detríticas de grano fino con la presencia característica de tres bancos de micropudinga que dan paso, ya en el paquete siguiente, a un grupo de capas de carbón (las capas de Llanón). De los pasos de carbón reconocidos en el borde oriental, se han explotado –parcialmente- por minería de montaña los situados en la parte superior del paquete.

*El paquete Llanón* comienza con los niveles de micropudingas que se acaban de citar, a las que siguen un grupo de 7-8 capas de carbón (todas con suelo de vegetación, aunque tres de ellas presentan fósiles de marinos). Del total de los 490 m de espesor medio que se le asigna (García-Loygorri et al., 1971), el nivel basal con carbón –limitado a techo por una caliza de no más de 10 m- llega aproximadamente a los 100 m. El resto del paquete es una alternancia de pizarras (más o menos arenosas) y areniscas finas, culminando con una veta de carbón y una caliza de 25 m de potencia.

*El paquete Tendeyón* es un conjunto de 950 m, de espesor medio que se extiende desde la caliza del techo de Llanón hasta la cuarcita de La Cruz, base del paquete Caleras. Se inicia con una serie de unos 400 m de espesor en la que sobresalen 8-9 bancos de cuarcitas de 2-12 m de espesor, entre pizarras con algunas intercalaciones areniscosas. Los 550 m, superiores

contienen cinco repeticiones de un ritmo sedimentario complejo, característico de este paquete, en el que se suceden calizas, cuarcitas, areniscas, pizarras calcáreas, pizarras arenosas (mayoritarias) y algún paso de carbón (García-Loygorri et al., 1971).

*El paquete Caleras es, desde el punto de vista cronoestratigráfico, el paquete más bajo explotado en la época del gran desarrollo de la litoestratigrafía de la Cuenca Carbonífera Central, por lo que algunos autores lo elencan dentro del tramo productivo o “Grupo Sama”, si bien lo más aceptado es considerarlo como la parte superior del “Grupo Lena”. El paquete Caleras (o “Calizas”), con unos 305 m de potencia media está formado por una secuencia que comienza con un tramo continental que engloba 5 o 6 capas de carbón, siendo la secuencia dominante carbón-pizarra. Encima de esta capa se abre un nivel marino sin indicios de carbón (de unos 100 m), cuya base está marcada por una caliza constante (caliza de “La Sucia”), seguido por otro nivel continental arenoso, con pasos de carbón (de aproximadamente 50 m). El techo de la capa más alta de carbón vuelve a ser marino y lleva hacia su base otra caliza y tres pasos de carbón muy delgados. El tramo marino finaliza con otras dos capas de carbón continuas.*

- **Grupo Sama**

El Grupo Sama está integrado por depósitos principalmente costeros con algunos intervalos relativamente importantes de carácter aluvial. Estos depósitos son alternancias de pizarras y areniscas con abundantes capas de carbón y escasos niveles calcáreos. Presenta además varios niveles de conglomerados. Junto con los dos existentes en los paquetes Caleras y Generalas, existe un tercero en el paquete San Antonio, también formado por clastos cuarcíticos. Además de estos tres niveles de pudingas, en los paquetes superiores, desde Entrerregueras a Oscura, se intercalan numerosos niveles de conglomerados polimícticos, discontinuos y delgados, denominados gonfolitas. Al igual que los citados en los paquetes Caleras y Generalas, todos estos niveles de conglomerados, silíceos y polimícticos, evolucionan a areniscas hacia las partes más distales, hacia el este.

Los paquetes Caleras, Generalas, San Antonio, María Luisa, Sotón, Entrerreguera, Sorriego, Modesta y Oscura configuran el Grupo Sama o “Tramo Productivo”, en base siempre al trabajo de García-Loygorri et al. (1971).

#### **4.4 Obtención de un primer mapa de afloramientos de las formaciones de interés.**

Se elaboró un mapa con los afloramientos de las formaciones que, bibliográficamente, se seleccionaron como formaciones de interés por considerarlas con potencial de albergar recursos de shale gas, y que acaban de ser descritas. Este mapa es fundamental para el diseño de la campaña de recogida de muestras en los principales afloramientos de las formaciones de interés, de cara a comprobar el potencial de las mismas.

Dicho mapa aparece al final del presente documento bajo la denominación: ***“Mapa de afloramientos de las formaciones geológicas con potencial de shale gas en el Principado de Asturias”***.

#### **4.5 Diseño de una campaña de toma de muestras.**

Con el objetivo, siempre en mente, de localizar las posibles áreas con potenciales recursos de shale gas, se ha diseñado una campaña de recogida de muestras de mano en los afloramientos en superficie de las formaciones consideradas de interés.

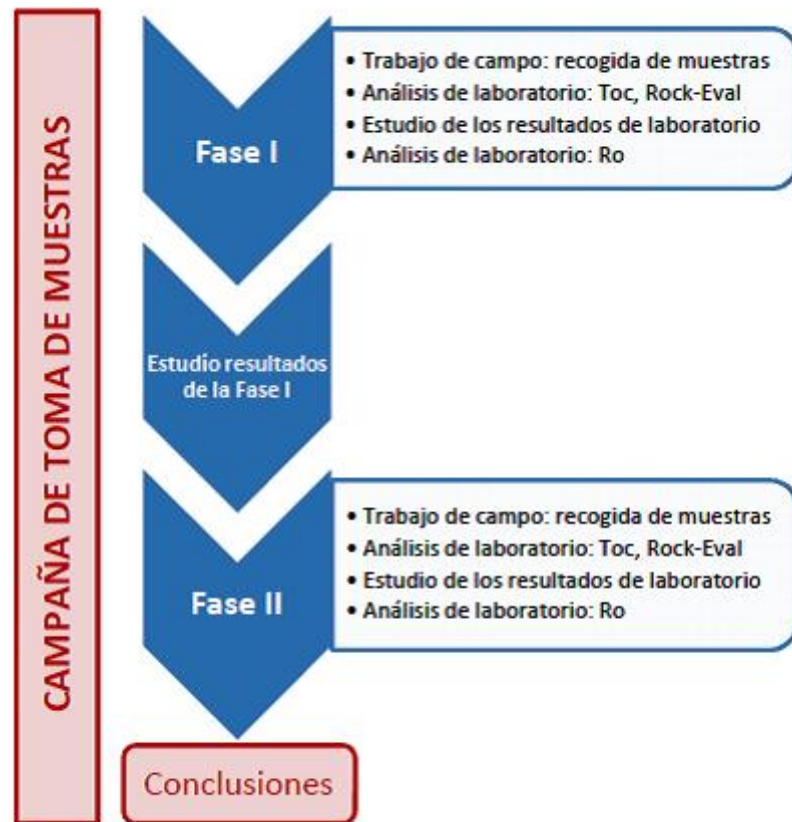
- **Objetivo de la campaña y esquema de trabajo**

El *objetivo* fundamental de esta campaña es el de comprobar, mediante la obtención de los principales parámetros geoquímicos (TOC, Rock-Eval y  $R_0$ ), la idoneidad de las formaciones seleccionadas, siempre teniendo en cuenta que los valores que se obtengan procederán de muestras de superficie; valores que habrá que extrapolar a la profundidad de cada zona que sea finalmente seleccionada, para verificar el interés real de dichas formaciones.

Se decidió efectuar dicha campaña en dos fases sucesivas, de forma que la segunda fase estuviera condicionada por los resultados obtenidos en la primera. De este modo, tras decidir la localización de las muestras a recoger en campo, se procedió al análisis de las mismas y, en función de los resultados obtenidos, se diseñará la segunda fase de la campaña con la recogida y análisis de nuevas muestras en las formaciones que resulten de mayor interés en la primera fase, desechando realizar nuevos análisis en las formaciones que no

presenten parámetros adecuados. De este modo se conseguirá mayor precisión en la localización de las áreas con mayor potencial de contener recursos de shale gas.

A continuación se presenta el *esquema de trabajo* seguido en la campaña de muestras, que, a grandes rasgos acabamos de describir:



Tras la realización de la campaña y teniendo en cuenta las conclusiones obtenidas el objetivo último será la elaboración del **Mapa de las áreas con potenciales recursos de shale gas**, en que se mostrarán las zonas en las que se localizan las formaciones, en profundidad, con potencial de shale gas.

- **Análisis efectuados en laboratorio.**

Los estudios geoquímicos de laboratorio son una de las primeras herramientas utilizadas para caracterizar un reservorio de shale gas.

Las técnicas analíticas de la geoquímica orgánica son fundamentales en el ámbito de la prospección y exploración de hidrocarburos. Las principales utilizadas son el contenido en carbono orgánico (TOC), la reflectividad de la vitrinita, el análisis visual del kerógeno y el test Rock-Eval, la cromatografía de gases y los análisis isotópicos (fundamentalmente de  $^{13}\text{C}$ ).

En este trabajo, debido a limitaciones presupuestarias, no han podido ser acometidas todas estas técnicas, siendo únicamente posible la realización de los análisis de TOC y Rock-Eval en la totalidad de muestras recogidas. Además de estos análisis, se llevó a cabo la reflectividad de vitrinita sólo en algunas muestras, las que previamente presentaron buenos resultados en los análisis de TOC y Rock-Eval.

En este punto, comentar también, que hubiera sido deseable poder acometer también las técnicas clásicas del análisis mineral como la mineralogía óptica, los métodos de rayos X (difracción y fluorescencia) y la microscopía electrónica.

No obstante, limitados por el presupuesto, se decidió acometer las técnicas que nos pudieran orientar en mayor medida sobre la presencia de gas natural en las formaciones de shale gas seleccionadas y que finalmente, como ya se ha comentado son: *TOC, Rock-Eval y en algunos casos, además, reflectividad de la vitrinita.*

Las descripciones de estas tres técnicas ya han sido realizadas en el capítulo 0 de este informe y se incluyen también en los anexos de laboratorio que se presentan al final del mismo, en donde pueden ser consultadas.

## ❖ ESTADO ACTUAL DE LOS TRABAJOS

A día de hoy, el estado de los trabajos es el siguiente:

Se diseñó la campaña de recogida de muestras. Se presenta el ***Mapa de localización de la campaña de muestras.*** En él aparecen los puntos de toma de muestras de la campaña realizada por el IGME y los de otra campaña realizada por la Universidad de Oviedo y financiada por la Fundación Mapfre en el año 2010, cuyos resultados sirvieron de apoyo para el diseño de la campaña del IGME.



Se efectuaron los trabajos de campo, recogiendo un **total de 44 muestras** en los puntos indicados en el mapa, recogiendo en cada punto la muestra *por duplicado*. Concretamente se muestrearon:

Fm San Emiliano en diferentes zonas: Muestras M1 a M17

Grupo Sama: M18 a M20

Grupo Lena: M21 y M22

Paquete Fresnedo: M23 a M26

Fm Fito: M27 a M31

Fm Escalada: M32

Fm Beleño en diferentes zonas: M33 a M39

Fm Gamonedo: M40 a M42

Fm Lastres: M43

Fm Rodiles: M44

El total de las 44 muestras se envió a laboratorio para la realización del TOC y Rock-Eval. Dichos análisis fueron efectuados en los laboratorios de la *Fundación Instituto Petrofísico (IPF)* situadas en Getafe (Madrid). Una vez recibidos los resultados de los mismos y tras su estudio e interpretación, se escogieron (de entre las 44) *24 muestras* que se enviaron al *Instituto Nacional del Carbón (INCAR)* del Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), situado en Oviedo, para el análisis de la vitrinita, resultados que aún no han sido recibidos y de los que se está a la espera para poder interpretar y acometer la Fase II de los trabajos. Las 24 muestras que se enviaron fueron las correspondientes a la Fm San Emiliano (M9 a M17), paquete Fresnedo (M23 a M26), Fm Fito (M27 a M31), Fm Beleño (M35 a M39) y Fm Rodiles (M44).

Podemos decir que los resultados de estos primeros análisis recibidos, no fueron tan alentadores como esperábamos, si bien, están dentro de lo razonable para proseguir el resto de estudios programados. Las muestras analizadas presentan valores de TOC algo inferiores a los esperados, pero en su gran mayoría superiores al valor de corte establecido (0,5%). Este hecho puede ser motivado por varias causas. En primer lugar, el muestreo que se efectuó fue superficial, es decir, se recogieron muestras de mano sobre el afloramiento, que, debido a la exposición meteórica (a pesar de que se retiraron los primeros centímetros al

hacer la recogida), puede ser causa de valores bajos de TOC. Lo ideal hubiera sido haber utilizado una muestreadora de testigo que permitiera perforar hasta 1 metro de profundidad para evitar la meteorización de las muestras. En segundo lugar, se observa que los valores de las distintas muestras recogidas de una misma formación presentan una gran dispersión, lo cual induce a pensar que no se recogieron las muestras más representativas de dicha formación.

Por tanto, en la actualidad se está pendiente de completar varios trabajos: finalización de la fase I, fase II y obtención de conclusiones finales de la campaña de muestras que conducirá a la obtención del *Mapa de las áreas con potenciales recursos de shale gas*.

Este mapa será superpuesto con el *Mapa de restricciones ambientales del Principado de Asturias*, que ya ha sido elaborado, para la elaboración de un *Mapa semáforo de áreas con potenciales recursos de shale gas según su grado de protección ambiental*.

## **5 RESTRICCIONES AMBIENTALES ASOCIADAS A LA PROTECCIÓN DE ESPACIOS NATURALES**

La Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (2008), define un área protegida “como un espacio geográfico claramente definido, reconocido, dedicado y gestionado, mediante medios legales y otros tipos de medios eficaces para conseguir la conservación a largo plazo de la naturaleza y de sus servicios ecosistémicos y sus valores culturales asociados”.

La extracción de gas no convencional mediante fracturación hidráulica se encuentra limitada en este tipo de áreas por razones de conservación ambiental. El grado de restricción, dependiendo de la figura de protección de estos espacios, puede conllevar la prohibición de este uso, o bien, su autorización condicionada a los resultados de la Evaluación de Impacto Ambiental. Las áreas naturales protegidas del Principado de Asturias quedan englobadas en algunas de las categorías de protección que conforman la Red Regional de Espacios Naturales Protegidos, la Red Natura 2000 y otras redes internacionales.

### **5.1 Red Regional de Espacios Naturales Protegidos (RRENPN)**

La ordenación de los espacios naturales en Asturias se rige básicamente por la *Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y la Biodiversidad* y por normativas autonómicas como la *Ley 5/1991, de 5 de abril, de protección de los Espacios Naturales* del Principado de Asturias y el *Decreto 38/1994, de 19 de mayo, que desarrolla el Plan de Ordenación de los Recursos Naturales de Asturias (PORN)*, y en las que se contempla la constitución de una Red Regional de Espacios Naturales Protegidos (RRENPN) integrada por las siguientes figuras de protección: Parques Naturales, Reservas Naturales Integrales o Parciales, Paisajes Protegidos y Monumentos Naturales. La gestión de estos espacios se realiza a través de los correspondientes *Planes Rectores de Uso y Gestión (PRUG)* en Parques y Reservas Naturales, o bien, mediante *Planes Protectores* en los Paisajes Protegidos. Los criterios de protección y gestión de los Monumentos Naturales se establecen en la propia norma de declaración de dichos espacios. A continuación se caracterizan cada una de las tipologías de espacios naturales protegidos (ENP) que integran dicha red regional.

Los Parques Naturales son áreas naturales poco transformadas por la explotación u ocupación humana que, en razón a la belleza de sus paisajes, la representatividad de sus ecosistemas o la singularidad de su flora, su fauna o de sus formaciones geomorfológicas, poseen unos valores ecológicos, estéticos, educativos y científicos cuya conservación merece una atención preferente (Ley 5/1991). Actualmente, se ha asignado dicho nivel de protección a los Parques Naturales de Somiedo, Redes, Ponga, Las Ubiñas-La Mesa, y Fuentes de Narcea, Degaña e Ibias (Tabla 1). El Parque Nacional constituye la máxima figura de protección y, a diferencia de los anteriores parques, es declarado de interés general del Estado o de la Nación (La Ley 5/2007, de 3 de abril, de la Red de Parques Nacionales). En el Principado de Asturias solamente el Parque Nacional de los Picos de Europa (Ley 16/1995, de 30 de mayo) se corresponde con esta categoría, integrándose en la RREN y en la Red de Parques Nacionales.

La Ley 5/1991 define las Reservas Naturales como espacios naturales cuya creación tiene como finalidad la protección de ecosistemas, comunidades o elementos biológicos que, por su rareza, fragilidad, importancia o singularidad merecen una valoración especial. Dicha normativa distingue dos tipologías: las Reservas Naturales Integrales en las que está prohibida la explotación de los recursos salvo que, por razones de investigación, educativas o de conservación, se permita la misma previa autorización administrativa; y las Reservas Naturales Parciales, en donde se permite la explotación de recursos de forma compatible con la conservación de los valores que se pretenden proteger. Se han incorporado a la RREN una reserva natural integral y seis reservas naturales parciales (Tabla 1). De las reservas contempladas en el PORN, se han declarado todas ellas salvo las reservas parciales de Peloño, ría del Eo y Cueto de Arbás.

Los Monumentos Naturales son definidos en la ley autonómica relativa a los espacios protegidos (Ley 5/1991), como espacios o elementos de la naturaleza constituidos básicamente por formaciones de notoria singularidad, rareza o belleza, que merecen ser objeto de una protección especial. Se consideran también monumentos naturales las formaciones geológicas, los yacimientos paleontológicos y demás elementos de la gea que reúnan un interés especial por la singularidad o importancia de sus valores científicos, culturales o paisajísticos. Se trata, por lo tanto, de enclaves de gran interés que ocupan una

pequeña superficie. La REENP incluye un total de 41 Monumentos Naturales de diversa tipología (playas, cuevas, árboles notables, etc.), y que son enunciados en la Tabla 5.1.

Los paisajes protegidos son aquellos lugares concretos del medio natural que, por sus valores estéticos y culturales, son merecedores de una protección especial (Ley 5/1991). El PORNA incluía en la REENP los Paisajes Protegidos de la Costa Occidental, Cabo Peñas, Sierras de Carondio y Valledor, Sierra del Aramo, Sierra del Sueve, Sierra de Cuera, Peña Ubiña, Cuenca del Esva, y Pico Caldoveiro. De todos ellos, solo se ha llevado a cabo la declaración del Paisaje Protegido del Cabo Peñas (Decreto 80/1995, de 12 de mayo). Posteriormente, se ha declarado el Paisaje Protegido de las Cuencas Mineras (Decreto 36/2002, de 14 de marzo) que no estaba contemplado en dicho instrumento de planificación.

*Tabla 5.1 Espacios protegidos pertenecientes a la Red Regional de Espacios Naturales Protegidos*

<b>FIGURA PROTECCIÓN</b>	<b>CÓDIGO</b>	<b>NOMBRE ESPACIO PROTEGIDO</b>	<b>DECLARACIÓN (Normativa)</b>
Parque Nacional	ES801001	Picos de Europa	Ley 16/1995, de 30 de mayo
Parque Natural	ES120003	Somiedo	Ley 2/1988, de 10 de junio
Parque Natural	ES120020	Redes	Ley 8/1996, de 27 de diciembre
Parque Natural	ES120042	Fuentes del Narcea, Degaña e Ibias	Ley12/2002,de 13 de diciembre
Parque Natural	ES120049	Ponga	Ley 4/2003, de 24 de marzo
Parque Natural	ES120053	Las Ubiñas-La Mesa	Ley 5/2006, de 30 de mayo
Reserva Natural Integral	ES120002	Muniellos	Ley 9/2002, de 22 de octubre
Reserva Natural Parcial	ES120004	Ría de Villaviciosa	Decreto 61/1995, de 27 de abril
Reserva Natural Parcial	ES120005	Cueva de las Caldas	Decreto 66/1995, de 27 de abril
Reserva Natural Parcial	ES120006	Cueva Rosa	Decreto 67/1995, de 27 de abril
Reserva Natural Parcial	ES120007	Cueva del Lloviu	Decreto 68/95, de 27 de abril
Reserva Natural Parcial	ES120008	Cueva del Sidrón	Decreto 69/1995, de 27 de abril
Reserva Natural Parcial	ES120010	Barayo	Decreto 70/1995, de 27 de abril
Monumento Natural	ES120009	Tejo de Bermiego (Quirós)	Decreto 71/1995, de 27 de abril
Monumento Natural	ES120011	Roble de Bermiego (Quirós)	Decreto 72/1995, de 27 de abril
Monumento Natural	ES120012	Carbayón de Valentín (Tineo)	Decreto 73/1995, de 27 de abril
Monumento Natural	ES120013	Fayona de Eirós (Tineo)	Decreto 74/1995, de 27 de abril

<b>FIGURA PROTECCIÓN</b>	<b>CÓDIGO</b>	<b>NOMBRE ESPACIO PROTEGIDO</b>	<b>DECLARACIÓN (Normativa)</b>
Monumento Natural	ES120014	Tejo de Santa Coloma (Allande)	Decreto 75/1995, de 27 de abril
Monumento Natural	ES120015	Tejo del Lago (Allande)	Decreto 76/1995, de 27 de abril
Monumento Natural	ES120016	Tejo de Salas (Salas)	Decreto 77/1995, de 27 de abril
Monumento Natural	ES120017	Tejo de Santibañez de la Fuente (Aller)	Decreto 78/1995, de 27 de abril
Monumento Natural	ES120018	Carbayón de Lavandera (Gijón)	Decreto 79/1995, de 27 de abril
Monumento Natural	ES120021	Bufon de Santiuste (Llanes)	Decreto 41/2001, de 5 de diciembre
Monumento Natural	ES120022	Playa de Gulpiyuri (Llanes)	Decreto 139/2001, de 5 de diciembre
Monumento Natural	ES120023	Playa de Cobijeru (Llanes)	Decreto 140/2001, de 5 de diciembre
Monumento Natural	ES120024	Entrepeños y Playa de Vega (Ribadesella)	Decreto 142/2001, de 5 de diciembre
Monumento Natural	ES120025	Bufones de Arenillas (Llanes)	Decreto 143/2001, de 5 de diciembre
Monumento Natural	ES120026	Foces de El Pino (Aller)	Decreto 43/2001, de 19 de abril
Monumento Natural	ES120027	Yacimientos de Icnitas de Asturias	Decreto 45/2001, de 19 de abril
Monumento Natural	ES120028	Charca de Zeluán y Ensenada de Llodero (Avilés y Gozón)	Decreto 100/2002, de 25 de julio
Monumento Natural	ES120029	Cueva Huerta (Teverga)	Decreto 113/2002, de 29 de agosto
Monumento Natural	ES120030	Playa de Frexulfe (Navia)	Decreto 125/2002, de 3 de octubre
Monumento Natural	ES120031	Playa De Penarronda (Castropol y Tapia De Casariego)	Decreto 126/2002, de 3 de octubre
Monumento Natural	ES120032	Isla La Deva y el Playon de Bayas	Decreto 20/2002, de 14 de febrero
Monumento Natural	ES120034	Alcornocal de Boxo (Allande)	Decreto 39/2002, de 4 de abril
Monumento Natural	ES120035	Desfiladero de las Xanas (Santo Adriano y Proaza)	Decreto 40/2002, de 4 de abril
Monumento Natural	ES120036	Puertos de Marabio (Proaza, Teverga y Yermes y Tameza)	Decreto 41/2002, de 4 de abril
Monumento Natural	ES120037	Saucedas de Buelles (Peña Mellera baja)	Decreto 42/2002, de 4 de abril
Monumento Natural	ES120038	Hoces del Esva (Valdés)	Decreto 43/2002, de 4 de abril
Monumento Natural	ES120039	Cuevas de Andina (El Franco)	Decreto 44/2002, de 4 de abril
Monumento Natural	ES120040	Cascadas de Oneta (Villayón)	Decreto 45/2002, de 4 de abril
Monumento Natural	ES120041	Turbera de las Dueñas (Cudillero)	Decreto 99/2002, de 25 de julio
Monumento Natural	ES120043	Tejo de Pastur (Illano)	Decreto 15/2003, de 13 de marzo
Monumento Natural	ES120044	Meandros del Nora (Oviedo y Las Regueras)	Decreto 16/2003, de 13 de marzo

FIGURA PROTECCIÓN	CÓDIGO	NOMBRE ESPACIO PROTEGIDO	DECLARACIÓN (Normativa)
Monumento Natural	ES120045	Torca Urriellu (Cabrales)	Decreto 17/2003, de 13 de marzo
Monumento Natural	ES120046	Sistema del Jitu (Onís y Cabrales)	Decreto 18/2003, de 13 de marzo
Monumento Natural	ES120047	Sistema del Trave (Cabrales)	Decreto 20/2003, de 13 de marzo
Monumento Natural	ES120048	Carbayera de El Tragamon (Gijón)	Decreto 21/2003, de 13 de marzo
Monumento Natural	ES120050	Red de Toneyu (Amieva)	Decreto 19/2003, de 13 de marzo
Monumento Natural	ES120051	Playa de el Espartal	Decreto 81/2006, de 29 de junio
Monumento Natural	ES120052	Ruta del Alba (Sobrescobio)	Decreto 44/2001, de 19 de abril
Monumento Natural	ES120054	Conjunto Lacustre de Somiedo	Decreto 40/2003, de 22 de mayo
Monumento Natural	ES120055	Cueva Deboyo (Caso)	Decreto 39/2003, de 22 de mayo
Monumento Natural	ES120056	Tabayón de Mongayo (Caso)	Decreto 38/2003, de 22 de mayo
Paisaje Protegido	ES120019	Cabo Peñas	Decreto 80/1995, de 12 de mayo
Paisaje Protegido	ES120033	Cuencas Mineras (Langreo, Mieres y San Martín del Rey Aurelio)	Decreto 36/2002, de 14 de marzo

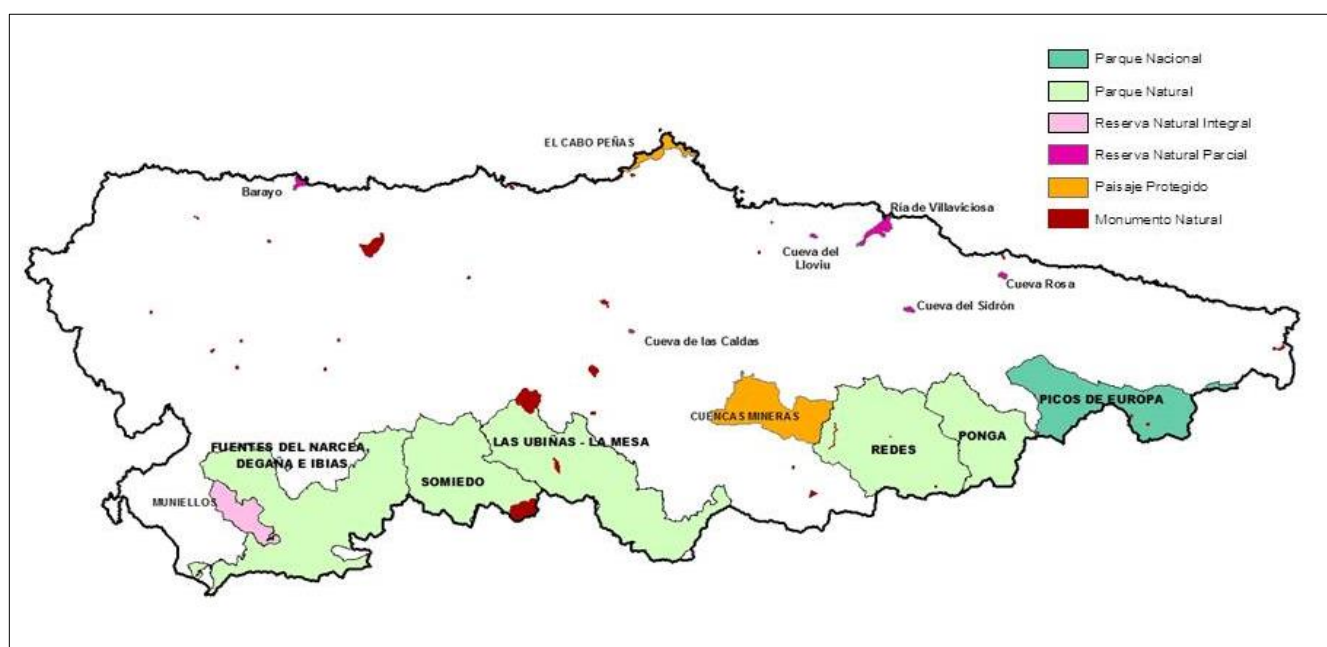


Figura 5.1 Red Regional de Espacios Naturales Protegidos (RRENPN)

## 5.2 Red Natura 2000

La Red Natura 2000 es una red ecológica europea coherente creada por la *Directiva 92/43/CE relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres (o Directiva Hábitats)*, con el objeto de garantizar el mantenimiento o, en su caso, el restablecimiento, en un estado de conservación favorable de los hábitats naturales y hábitats de determinadas especies en su área de distribución natural considerados de interés comunitario, mediante el establecimiento de Zonas Especiales de Conservación (ZEC), incluyendo además las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) designadas en virtud de la Directiva 79/409/CEE relativa a la conservación de las aves silvestres (o Directiva Aves) (derogada por la 2009/147/CE). El procedimiento para la declaración de una ZEC conlleva previamente su aprobación como Lugar de Importancia Comunitaria (LIC) por la Comisión Europea, a propuesta del Estado español y de la correspondiente Comunidad Autónoma, en nuestro caso el Principado de Asturias. A éste último le corresponde posteriormente la declaración del LIC como Zona Especial de Protección y la aprobación del instrumento de gestión del mismo, previo procedimiento de información pública. Por lo tanto, la Red Natura 2000 está compuesta, tal y como señala la Ley 42/2007 del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, por:

- Los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) hasta su transformación en ZEC, definidos como aquellos espacios del conjunto del territorio nacional o de las aguas marítimas bajo soberanía o jurisdicción nacional, incluida la zona económica exclusiva y la plataforma continental aprobados como tales, que contribuyen de forma apreciable al mantenimiento o, en su caso, al restablecimiento del estado de conservación favorable de los tipos de hábitat naturales y los hábitat de las especies de interés comunitario, que figuran respectivamente en los Anexos I y II de dicha Ley, en su área de distribución natural.
- Las Zonas Especiales de Conservación (ZEC)
- Las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), entendiendo como tales, los espacios del territorio nacional y de las aguas marítimas bajo soberanía o jurisdicción



nacional, incluidas la zona económica exclusiva y la plataforma continental, más adecuados en número y en superficie para la conservación de las especies de aves incluidas en el anexo IV de la Ley 42/2007, y para las aves migratorias de presencia regular en España con objeto de garantizar su supervivencia y reproducción. Para el caso de las especies de carácter migratorio que lleguen regularmente a territorio español se tendrán en cuenta las necesidades de protección de sus áreas de reproducción, alimentación, muda, invernada y zonas de descanso, atribuyendo particular importancia a las zonas húmedas y muy especialmente a las de importancia internacional.

Todas estas figuras tendrán la consideración de espacios protegidos Red Natura 2000, con el alcance y las limitaciones que la Comunidad Autónoma establezca en su legislación y en los correspondientes instrumentos de planificación que sean aprobados.

Actualmente, la Red Natura 2000 del Principado de Asturias está compuesta por: cuarenta y nueve Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) que se encuentran en fase de ser declarados Zonas Especiales de Conservación (ZEC) y ser aprobados sus correspondientes Instrumentos de Gestión, habiendo pasado en la mayoría de los casos el trámite de información pública (Tabla 5.2); y trece Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) (Tabla 5.3).

*Tabla 5.2 Red Natura 2000 del Principado de Asturias: Lugares de Importancia Comunitaria (LIC)*

<b>CÓDIGO</b>	<b>DENOMINACIÓN LIC</b>	<b>SUPERFICIE (ha)</b>
ES0000054	SOMIEDO	29144,94618
ES0000317	PENARRONDA-BARAYO	4267,056277
ES0000319	RÍA DE RIBADESELLA-RÍA DE TINAMAYOR	5787,881186
ES1200001	PICOS DE EUROPA (ASTURIAS)	25184,41907
ES1200002	MUNIELLOS	5559,413369
ES1200006	RÍA DE VILLAVICIOSA	1249,428754
ES1200007	CUEVA ROSA	127,007146
ES1200008	REDES	37804,98194
ES1200009	PONGA-AMIEVA	28100,9907

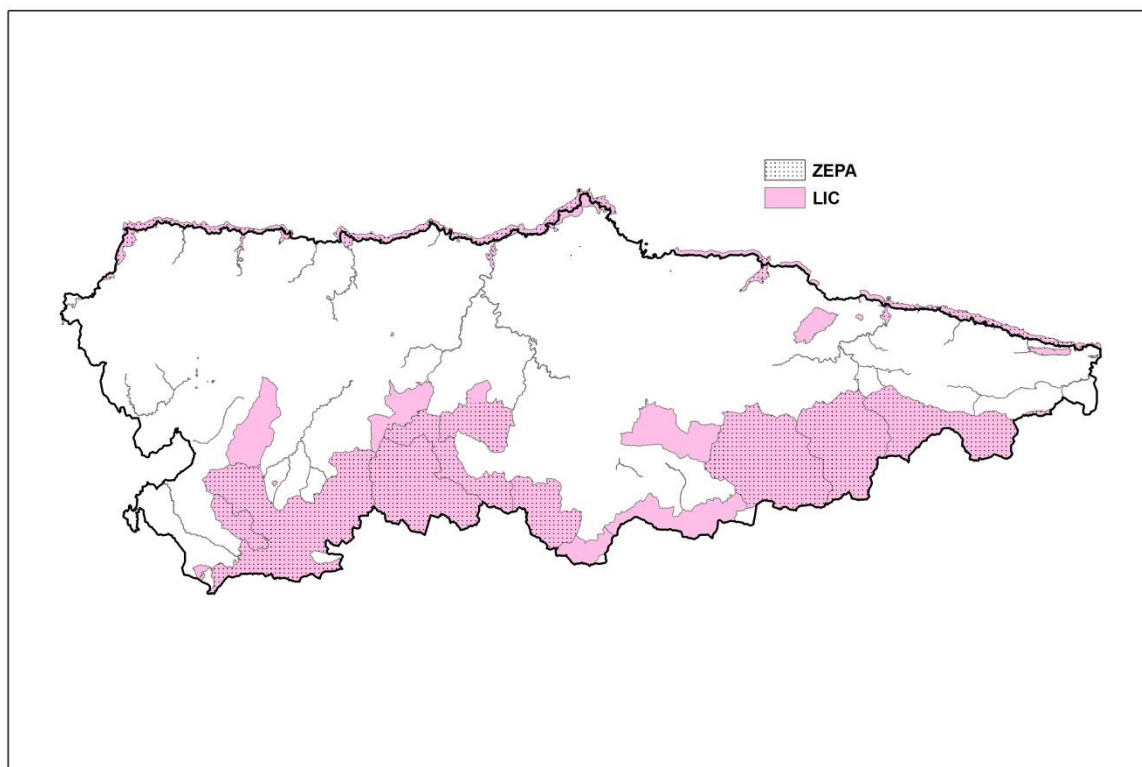
<b>CÓDIGO</b>	<b>DENOMINACIÓN LIC</b>	<b>SUPERFICIE (ha)</b>
ES1200010	MONTOVO-LA MESA	14927,06649
ES1200011	PEÑA UBIÑA	13284,83673
ES1200012	CALDOVEIRO	12709,77503
ES1200014	SIERRA DE LOS LAGOS	10778,43826
ES1200016	RÍA DEL EO	1901,308851
ES1200022	PLAYA DE VEGA	37,06704338
ES1200023	RÍO EO (ASTURIAS)	107,4011757
ES1200024	RÍO PORCÍA	64,51888537
ES1200025	RÍO NAVIA	95,61073956
ES1200026	RÍO NEGRO	44,8829025
ES1200027	RÍO ESVA	192,4951318
ES1200028	RÍO ESQUEIRO	13,2049198
ES1200029	RÍO NALÈN	560,2454177
ES1200030	RÍO NARCEA	374,1502005
ES1200031	RÍO PIGÜEÑA	45,40358535
ES1200032	RÍO SELLA	500,6180005
ES1200033	RÍO LAS CABRAS-BEDÈN	36,35053855
ES1200034	RÍO PURÈN	22,41919122
ES1200035	RÍO CARES-DEVA	261,968644
ES1200036	ALCORNOCAL DEL NAVIA	47,47990757
ES1200037	ALLER-LENA	13266,40132
ES1200038	CARBAYERA DE EL TRAGAMÈN	4,161885257
ES1200039	CUENCAS MINERAS	13226,14525
ES1200040	MEANDROS DEL NORA	65,20674589
ES1200041	PEÑAMANTECA-GENESTAZA	7870,945622
ES1200042	SIERRA PLANA DE LA BORBOLLA	1028,91937
ES1200043	SIERRA DEL SUEVE	3408,883289
ES1200044	TURBERA DE LA MOLINA	32,82025682

<b>CÓDIGO</b>	<b>DENOMINACIÓN LIC</b>	<b>SUPERFICIE (ha)</b>
ES1200045	TURBERA DE LAS DUEÑAS	26,33683164
ES1200046	VALGRANDE	4752,770012
ES1200047	YACIMIENTOS DE ICNITAS	3542,40514
ES1200048	ALTO NAVIA	74,53743066
ES1200049	CUENCA DEL AGÜEIRA	174,3677658
ES1200050	CUENCA DEL ALTO NARCEA	318,7528765
ES1200051	RÍO IBIAS	171,4365418
ES1200052	RÍO TRUBIA	81,18426674
ES1200053	RÍO DEL ORO	54,91279649
ES1200054	RÍOS NEGRO Y ALLER	135,6732746
ES1200055	CABO BUSTO-LUANCO	11600,37228
ES1200056	FUENTES DEL NARCEA, DEGAÑA E IBIAS	52132,24858

*Tabla 5.3 Red Natura 2000 del Principado de Asturias: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA).*

<b>CÓDIGO</b>	<b>DENOMINACIÓN ZEPA</b>	<b>Superficie (ha)</b>
ES0000318	CABO BUSTO-LUANCO	9906,904356
ES0000317	PENARRONDA-BARAYO	4267,056277
ES1200001	PICOS DE EUROPA (ASTURIAS)	25184,41907
ES1200009	PONGA-AMIEVA	28100,9907
ES1200008	REDES	37804,98194
ES0000319	RÍA DE RIBADESELLA-RÍA DE TINAMAYOR	5787,881186
ES1200006	RÍA DE VILLAVICIOSA	1249,428754
ES1200016	RÍA DEL EO	1901,308851
ES0000054	SOMIEDO	29144,94618
ES0000315	UBIÑA-LA MESA	39353,52121
ES0000055	FUENTES DEL NARCEA Y DEL IBIAS	51516,57258

CÓDIGO	DENOMINACIÓN ZEPa	Superficie (ha)
ES1200002	MUNIELLOS	5559,413369
ES0000320	EMBALSES DEL CENTRO (SAN ANDRÉS, LA GRANDA, TRASONA Y LA FURTA)	267,7270259



*Figura 5.2. Red Natura 2000*

### **5.3 Áreas protegidas por convenios internacionales.**

Se incluye en esta categoría las figuras de protección asignadas a algunos espacios naturales por Convenios y Acuerdos internacionales suscritos por España. Entre las áreas protegidas por instrumentos internacionales presentes en el Principado de Asturias destacan las Reservas de la Biosfera declaradas por la UNESCO, los Humedales de Importancia Internacional del Convenio Ramsar, y la Red OSPAR de Áreas Marinas Protegidas. De acuerdo con la Ley 42/2007, el régimen de protección de estas áreas será el establecido en los correspondientes convenios y acuerdos internacionales, sin perjuicio del nivel de protección que derive de la existencia de otras figuras de protección cuyo ámbito territorial coincida, parcial o totalmente, con dichas áreas siempre que no existan contradicciones entre ellas.

Las Reservas de la Biosfera son “zonas de ecosistemas terrestres o marinos, o una combinación de los mismos, reconocidas en el plano internacional como tales, en el marco del programa MaB (Hombres y Biosfera) de la UNESCO”. El Consejo Internacional de Coordinación del Programa MaB ha declarado, a propuesta de la Administración del Principado de Asturias, seis reservas de la biosfera cuya superficie coincide con, o engloba, otros espacios protegidos (Tabla 5.4). Estas reservas forman parte de la Red Mundial de Reservas de la Biosfera que se rige por el Marco Estatutario aprobado por la Conferencia General de la UNESCO en 1995.

El Convenio Ramsar o convenio relativo a los Humedales de Importancia Internacional, especialmente como hábitat de aves acuáticas, establece la creación a nivel internacional de una red de humedales conocida como Lista Ramsar. El estado español suscribió el mismo en 1982. El Principado de Asturias cuenta con dos espacios incluidos en dicha Lista, la ría del Eo y la ría de Villaviciosa. Éstas han sido declaradas, además, como reservas naturales parciales e integradas en la RREN y como zonas de especial protección para las aves de la Red Natura 2000.

Por último, el Área Marítima Protegida de El Cachucho forma parte de la Red OSPAR para la protección del medio ambiente marino del Atlántico del nordeste.

*Tabla 5.4 Reservas de la Biosfera en el Principado de Asturias.*

<b>Reservas de la Biosfera</b>	<b>Asignación de otras Figuras de Protección</b>	<b>Declaración</b>
Muniellos	Parque Natural de las Fuentes del Narcea, Degaña e Ibias. LIC y ZEPA Incluye la Reserva Natural Integral de Muniellos.	Año 2000; ampliada en 2003.
Picos de Europa	Parque Nacional Picos de Europa LIC y ZEPA Incluye los siguientes Monumentos Naturales: Red de Toneyu, Sistema del Trave, Sistema del Jitu y Torca de Urriellu	2003
	Parque Natural de Redes	

Reservas de la Biosfera	Asignación de otras Figuras de Protección	Declaración
Redes	LIC y ZEPA Incluye los Monumentos Naturales de: Cueva Deboyo, el Tabayón de Moncayo y la Ruta del Alba	2001
Somiedo	Parque Natural de Somiedo LIC y ZEPA Incluye el Monumento Natural Conjunto Lacustre de Somiedo	2000
Río Eo, Oscos y Terras de Burón	Incluye: La Reserva Natural Parcial de la Ría del Eo. Parcialmente: el LIC Penarronda-Barayo, Ría del Eo, Río Eo y Cuenca del Agüeira, y la ZEPA Penarronda-Barayo y Ría del Eo. El Humedal RAMSAR Ría del Eo El Monumento Natural de la Playa de Penarronda.	2007
Las Ubiñas-La Mesa	Parque Natural de Las Ubiñas-La Mesa LIC Caldoveiro, Montovo-La Mesa, Peña Ubiña, Valgrande y Aller-Lena y ZEPA Ubiña-La Mesa. Incluye los Monumentos Naturales de los Puertos de Marabio y Cueva Huerta.	2012

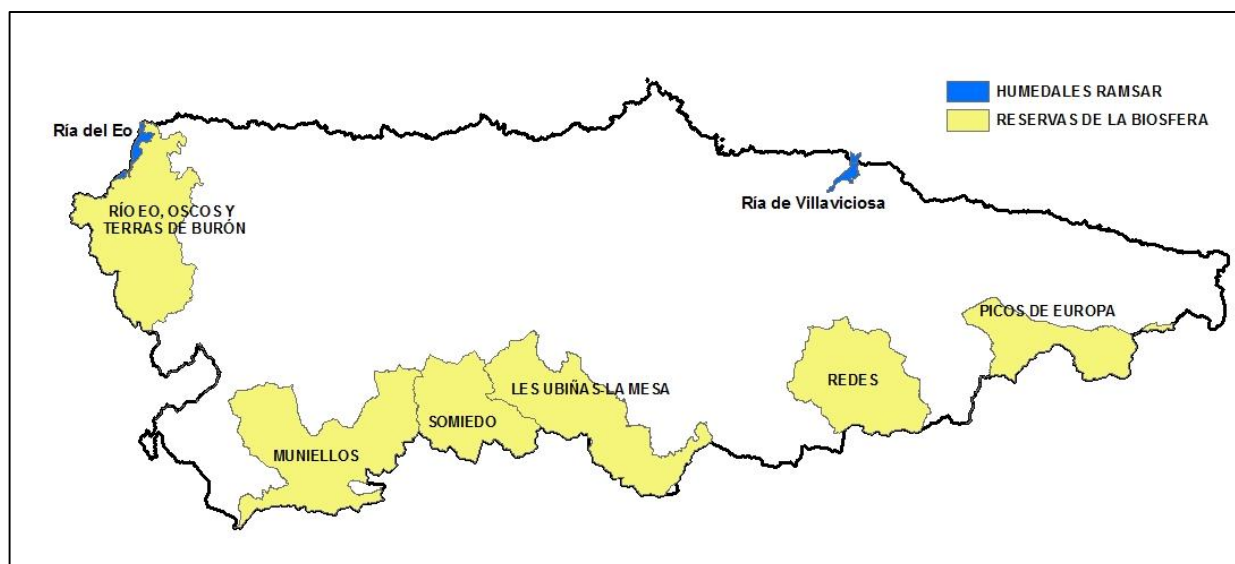


Figura 5.3. Áreas protegidas por convenios internacionales en el Principado de Asturias

#### 5.4 Otros espacios protegidos: Áreas Marinas Protegidas.

La Ley 42/2007 del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, introduce una nueva figura de espacio protegido: las Áreas Marinas Protegidas, que son definidas como espacios naturales designados para la protección de ecosistemas, comunidades o elementos biológicos o geológicos del medio marino, incluidas las áreas intermareal y submareal, que en razón de su rareza, fragilidad, importancia o singularidad, merecen una protección especial. El Cachucho, también conocido como el Banco Le Danois, fue declarado Área Marina Protegida, siendo actualmente el único espacio en España con dicha figura de protección, y Zona Especial de Conservación de la Red Natura 2000 mediante el Real Decreto 1629/2011, de 14 de noviembre. Este lugar natural no se encuentra incluido en la RRENPN por localizarse a unos 65 km de la costa asturiana, en la Zona Económica Exclusiva de España. La gestión del mismo corresponde, por lo tanto, a la Administración del Estado competente en medio ambiente, y que en el momento de su declaración correspondía a la Dirección General de Medio Natural y Política Forestal del Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino. Asimismo, forma parte de la Red de Áreas Marinas Protegidas del Convenio OSPAR y de la Red de Áreas Marinas Protegidas de España (RAMPE).

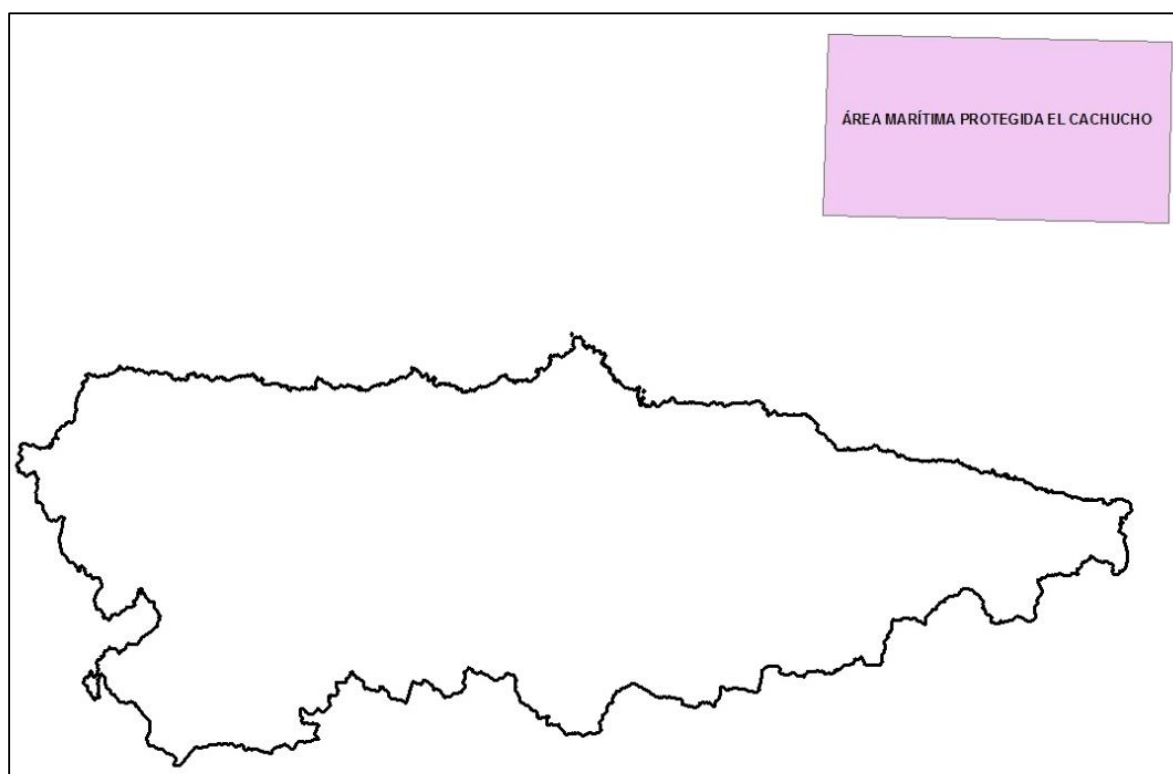


Figura 5.4 Área Marítima Protegida El Cachucho (Red OSPAR, Red RAMPE) y ZEC

### 5.5 Restricción ambiental derivada de la protección de espacios naturales.

Los instrumentos de gestión o planificación de cada espacio protegido establecen los usos permitidos, autorizables o no permitidos en el mismo. Estos instrumentos son los Planes Rectores de Uso y Gestión (PRUG) en los Parques y Reservas Naturales, los Planes Protectores en los Paisajes Protegidos y la norma de declaración de los Monumentos Naturales tal y como se ha mencionado anteriormente, respecto a los espacios que integran la RREN. En todos ellos, la extracción de gas no convencional mediante técnicas de fracturación hidráulica parece ser un uso no permitido (Tabla 5.5).

Tabla 5.5 Niveles de restricción para la extracción de gas no convencional mediante fracturación hidráulica en los espacios protegidos de la RREN.

CÓDIGO	NOMBRE ESPACIO PROTEGIDO	INSTRUMENTOS DE PLANIFICACIÓN VIGENTES	RESTRICCIÓN FRACKING
ES801001	Parque Nacional de Picos de Europa	Plan Rector de Uso y Gestión. Real Decreto 384/2002, de 26 de abril (suspendido transitoriamente por sentencia del Tribunal Supremo).	Uso No Permitido
ES120003	PN de Somiedo	IV Plan Rector de Uso y Gestión. Decreto 22/2007, de 14 de marzo.	Uso No Permitido
ES120020	PN de Redes	II Plan Rector de Uso y Gestión y el II Plan de Desarrollo Sostenible. Decreto 48/2006.	Uso No Permitido
ES120042	PN de Fuentes del Narcea, Degaña e Ibias	I Plan Rector de Uso y Gestión y el Plan de Desarrollo Sostenible. Decreto 124/2006, de 14 de diciembre.	Uso No Permitido
ES120049	PN de Ponga	I Plan Rector de Uso y Gestión y el Plan de Desarrollo Sostenible. Decreto 54/2007, de 17 de mayo.	Uso No Permitido
ES120053	PN de Las Ubiñas-La Mesa	I Plan Rector de Uso y Gestión y el I Plan de Desarrollo Sostenible. Decreto 40/2011, de 11 de mayo.	Uso No Permitido
ES120002	RN Integral de Muniellos	I Plan Rector de Uso y Gestión. Decreto 53/2007, de 17 de mayo.	Uso No Permitido
ES120004	RN Parcial de Ría de Villaviciosa	II Plan Rector de Uso y Gestión. Decreto 153/2002, de 28 de noviembre	Uso No Permitido



<b>CÓDIGO</b>	<b>NOMBRE ESPACIO PROTEGIDO</b>	<b>INSTRUMENTOS DE PLANIFICACIÓN VIGENTES</b>	<b>RESTRICCIÓN FRACKING</b>
ES120005	RN Parcial de la Cueva de las Caldas	I Plan Rector de Uso y Gestión. Decreto 131/2002, de 10 de octubre	Uso No Permitido
ES120006	RN Parcial de la Cueva Cueva Rosa	I Plan Rector de Uso y Gestión. Decreto 130/2002, de 10 de octubre	Uso No Permitido
ES120007	RN Parcial de la Cueva Cueva del Lloviu	I Plan Rector de Uso y Gestión. Decreto 133/2002, de 10 de octubre	Uso No Permitido
ES120008	RN Parcial de la Cueva Cueva del Sidrón	I Plan Rector de Uso y Gestión. Decreto 132/2002, de 10 de octubre	Uso No Permitido
ES120010	RN Parcial de Barayo	II Plan Rector de Uso y Gestión. Decreto 152/2002, de 28 de noviembre	Uso No Permitido
ES120009	MN Tejo de Bermiego (Quirós)	Declaración. Decreto 71/1995, de 27 de abril	Uso No Permitido
ES120011	MN Roble de Bermiego (Quirós)	Declaración. Decreto 72/1995, de 27 de abril	Uso No Permitido
ES120012	MN Carbayón de Valentín (Tineo)	Declaración. Decreto 73/1995, de 27 de abril	Uso No Permitido
ES120013	MN Fayona de Eirós (Tineo)	Declaración. Decreto 74/1995, de 27 de abril	Uso No Permitido
ES120014	MN Tejo de Santa Coloma (Allande)	Declaración. Decreto 75/1995, de 27 de abril	Uso No Permitido
ES120015	MN Tejo del Lago (Allande)	Declaración. Decreto 76/1995, de 27 de abril	Uso No Permitido
ES120016	MN Tejo de Salas (Salas)	Declaración. Decreto 77/1995, de 27 de abril	Uso No Permitido
ES120017	MN Tejo de Santibañez de la Fuente (Aller)	Declaración. Decreto 78/1995, de 27 de abril	Uso No Permitido
ES120018	MN Carbayón de Lavandera (Gijón)	Declaración. Decreto 79/1995, de 27 de abril	Uso No Permitido
ES120021	MN Bufon de Santiuste (Llanes)	Declaración. Decreto 141/2001, de 5 de diciembre	Uso No Permitido
ES120022	MN Playa de Gulpiyuri (Llanes)	Declaración. Decreto 139/2001, de 5 de diciembre	Uso No Permitido
ES120023	MN Playa de Cobijeru (Llanes)	Declaración. Decreto 140/2001, de 5 de diciembre	Uso No Permitido
ES120024	MN Entrepeños y Playa de Vega (Ribadesella)	Declaración. Decreto 142/2001, de 5 de diciembre	Uso No Permitido
ES120025	MN Bufones de Arenillas (Llanes)	Declaración. Decreto 143/2001, de 5 de diciembre	Uso No Permitido

<b>CÓDIGO</b>	<b>NOMBRE ESPACIO PROTEGIDO</b>	<b>INSTRUMENTOS DE PLANIFICACIÓN VIGENTES</b>	<b>RESTRICCIÓN FRACKING</b>
		diciembre	Permitido
ES120026	MN Foces de el Pino (Aller)	Declaración. Decreto 43/2001, de 19 de abril	Uso No Permitido
ES120027	MN Yacimientos de Icnitas de Asturias	Declaración. Decreto 45/2001, de 19 de abril	Uso No Permitido
ES120028	MN Charca de Zeluán y Ensenada de Llodero (Avilés y Gozón)	Declaración. Decreto 100/2002, de 25 de julio	Uso No Permitido
ES120029	MN Cueva Huerta (Teverga)	Declaración. Decreto 113/2002, de 29 de agosto	Uso No Permitido
ES120030	MN Playa de Frexulfe (Navia)	Declaración. Decreto 125/2002, de 3 de octubre	Uso No Permitido
ES120031	MN Playa De Penarronda (Castropol y Tapia De Casariego)	Declaración. Decreto 126/2002, de 3 de octubre	Uso No Permitido
ES120032	MN Isla La Deva y el Playon de Bayas	Declaración. Decreto 20/2002, de 14 de febrero	Uso No Permitido
ES120034	MN Alcornocal de Boxo (Allande)	Declaración. Decreto 39/2002, de 4 de abril	Uso No Permitido
ES120035	MN Desfiladero de las Xanas (Santo Adriano y Proaza)	Declaración. Decreto 40/2002, de 4 de abril	Uso No Permitido
ES120036	Puertos de Marabio (Proaza, Teverga y Yermes y Tameza)	Declaración. Decreto 41/2002, de 4 de abril	Uso No Permitido
ES120037	MN Saucedas de Buelles (Peña Mellera baja)	Declaración. Decreto 42/2002, de 4 de abril	Uso No Permitido
ES120038	MN Hoces del Esva (Valdés)	Declaración. Decreto 43/2002, de 4 de abril	Uso No Permitido
ES120039	MN Cuevas de Andina (El Franco)	Declaración. Decreto 44/2002, de 4 de abril	Uso No Permitido
ES120040	MN Cascadas de Oneta (Villayón)	Declaración. Decreto 45/2002, de 4 de abril	Uso No Permitido
ES120041	MN Turbera de las Dueñas (Cudillero)	Declaración. Decreto 99/2002, de 25 de julio	Uso No Permitido
ES120043	MN Tejo de Pastur (Illano)	Declaración. Decreto 15/2003, de 13 de marzo	Uso No Permitido
ES120044	MN Meandros del Nora (Oviedo y Las Regueras)	Declaración. Decreto 16/2003, de 13 de marzo	Uso No Permitido
ES120045	MN Torca Urriellu (Cabrales)	Declaración. Decreto 17/2003, de 13 de marzo	Uso No Permitido

<b>CÓDIGO</b>	<b>NOMBRE ESPACIO PROTEGIDO</b>	<b>INSTRUMENTOS DE PLANIFICACIÓN VIGENTES</b>	<b>RESTRICCIÓN FRACKING</b>
ES120046	MN Sistema del Jitu (Onis y Cabrales)	Declaración. Decreto 18/2003, de 13 de marzo	Uso No Permitido
ES120047	MN Sistema del Trave (Cabrales)	Declaración. Decreto 20/2003, de 13 de marzo	Uso No Permitido
ES120048	MN Carbayera de El Tragamon (Gijón)	Declaración. Decreto 21/2003, de 13 de marzo	Uso No Permitido
ES120050	MN Red de Toneyu (Amieva)	Declaración. Decreto 19/2003, de 13 de marzo	Uso No Permitido
ES120051	MN Playa de el Espartal	Declaración. Decreto 81/2006, de 29 de junio	Uso No Permitido
ES120052	MN Ruta del Alba (Sobrescobio)	Declaración. Decreto 44/2001, de 19 de abril	Uso No Permitido
ES120054	MN Conjunto Lacustre de Somiedo	Declaración. Decreto 40/2003, de 22 de mayo	Uso No Permitido
ES120055	MN Cueva Deboyo (Caso)	Declaración. Decreto 39/2003, de 22 de mayo	Uso No Permitido
ES120056	MN Tabayón de Mongayo (Caso)	Declaración. Decreto 38/2003, de 22 de mayo	Uso No Permitido
ES120019	PP de Cabo Peñas	Declaración. Decreto 80/1995, de 12 de mayo	Uso No Permitido
ES120033	PP de las Cuencas Mineras (Langreo, Mieres y San Martín del Rey Aurelio)	Plan Protector y Plan de Desarrollo Sostenible. Resolución de 4 de mayo de 2004.	Uso No Permitido
<b>PN: Parque Natural; RN: Reserva Natural; MN: Monumento Natural; PP: Paisaje Protegido</b>			

Los PRUG vigentes de los Parques y Reservas Naturales del Principado de Asturias señalan como usos no permitidos a las actividades o proyectos de forma general, y a las instalaciones industriales a nivel sectorial, que deban someterse al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), salvo que expresamente se consideren autorizables en los mismos.

La Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental (BOE nº 296, de 11 de diciembre de 2013) incluye los proyectos de extracción de gas por fracturación hidráulica en el Anexo I, esto es, en el grupo de proyectos sometidos a evaluación ambiental ordinaria, de ahí que se considere un uso no permitido en dichos espacios protegidos. Hay que señalar que la relación de actividades que estaban sometidas a EIA por la normativa, en el momento

de aprobación de la mayoría de los PRUG o por el PORNA, no incluía de forma expresa el “fracking”, pues su inclusión se realizó con posterioridad a través de la mencionada ley 31/2013. Los nuevos instrumentos de gestión integrados, pendientes de aprobación, mantienen este grado de restricción para los espacios protegidos por dichas figuras y han actualizado la normativa ambiental de referencia.

Los Monumentos Naturales son, tal y como se han definido anteriormente, espacios o elementos de la naturaleza de carácter singular, raros o de notoria belleza que suelen ocupar una superficie pequeña. Las declaraciones de dichas figuras de protección suelen prohibir de forma expresa las actividades, obras, actuaciones o procesos que sean lesivos con la preservación de estos espacios, especialmente cuando los usos impliquen la alteración de las condiciones del estado natural protegido mediante la ocupación, la corta, el arranque, la quema u otro tipo de acciones dañinas para la gea, la flora, la fauna, etc. Por todo ello, la extracción de gas mediante técnicas de fracturación hidráulica puede considerarse un uso no permitido en los mismos.

Respecto a los Paisajes Protegidos, en el caso de Cabo de Peñas no existe un Plan Protector aprobado. No obstante, en la declaración del mismo (Decreto 80/1995, de 12 de mayo), en los criterios generales de gestión para las distintas actividades, se prohíben expresamente: la industria química, metálica básica, cementera y eléctrica, la industria extractiva y la instalación de polígonos industriales, y se insiste en la potenciación de industrias limpias de carácter artesanal y de transformación de productos agrarios. Por todo ello, se deduce que la extracción de gas podría considerarse de acuerdo con estas premisas un uso prohibido en dicho espacio. Por otra parte, en el *I Instrumento de Gestión Integrado de diversos espacios protegidos en el tramo costero entre Cabo Busto y Luanco*, pendiente de aprobación, se mantiene la prohibición de las actividades industriales no vinculadas al medio rural en el Paisaje Protegido de Cabo Peñas.

El Plan Protector del Paisaje Protegido de las Cuencas Mineras (Langreo, Laviana, Mieres y San Martín del Rey Aurelio) define en dicho espacio, una Zona de Uso General (ZUG), una Zona de Especial Valor Paisajístico (ZEVP) y Zonas a Recuperar (ZR), y en cada una de ellas se establecen los usos permitidos, autorizables o no permitidos. Aunque en la ZUG se consideran usos autorizables las actividades de generación de energía y de minería, con la

excepción de la minería a cielo abierto, sin embargo, en las bases para la ordenación de las distintas actividades se señala que las actividades industriales no vinculadas al medio rural clasificadas como nocivas, insalubres o peligrosas en el *Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas* (Decreto 2414/1961, de 30 de noviembre) no están permitidas en todo el espacio protegido. Este Reglamento clasifica la extracción de gas como una actividad peligrosa y, por lo tanto, no permitida.

En cuanto a la Red Natura 2000, la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad señala que las ZEC y las ZEPA deberán contar con planes o instrumentos de gestión, específicos a los lugares o integrados en otros planes de desarrollo que, entre otros aspectos, incluyan los objetivos de conservación del lugar y las medidas apropiadas para mantener estos espacios en un estado de conservación favorables. Actualmente, se encuentra en trámite la declaración de los LIC aprobados por la Comisión Europea como Zonas Especiales de Conservación, y la aprobación de los correspondientes instrumentos de gestión. Por otra parte, la Administración autonómica competente ha llevado a cabo una nueva revisión de los límites actuales de los espacios de la Red Natura 2000, que será incorporada a las correspondientes declaraciones que se aprueben en un futuro inmediato.

Por último, ante la ausencia de instrumentos de planificación en los Lugares de Importancia Comunitaria que de forma expresa establezcan una regulación de usos hasta su conversión en ZEC, y considerando lo expuesto en el artículo 45 de la Ley 42/2007, la autorización para la extracción de gas mediante fracking en los espacios protegidos de la Red Natura 2000 estaría condicionada a la Evaluación de Impacto Ambiental.

No obstante, en los casos en que la evaluación ambiental muestre una probable afección negativa, la normativa introduce la posibilidad de que las Administraciones Públicas competentes puedan autorizar la actividad, a pesar de ello, mediante la exigencia de medidas compensatorias que garanticen la coherencia global de la Red Natura 2000, y previo informe de la Comisión Europea. Para ello, se tendrá que constatar la falta de soluciones alternativas, y justificar la existencia de razones imperiosas de interés público de primer orden, incluidas razones de índole social o económica, que deberán declararse mediante: una ley o un acuerdo motivado y publico del órgano de Gobierno de la Comunidad Autónoma (o del Consejo de Ministros si fuera competencia del Estado). Estas medidas

compensatorias deberán incorporarse a la EIA y aplicarse en la fase de planificación y ejecución de la actividad. En caso de afectar a un hábitat natural y/o una especie prioritaria, señalados como tales en los Anexos I y II de la Ley 42/2007, o a especies catalogadas “en peligro de extinción” incluidas en los Anexos II y IV de dicha ley, para la posible autorización de la actividad, únicamente se podrán alegar razones relacionadas con la salud humana y seguridad pública, o con beneficios de importancia primordial para el medio ambiente u otras razones imperiosas de interés público previa consulta a la Comisión Europea.

Para la realización de la cartografía de las restricciones ambientales derivadas de la protección de espacios naturales, hay que tener en cuenta el solapamiento de las redes de espacios naturales protegidos presentes en el Principado de Asturias (RREN, Red Natura 2000 y otras redes internacionales). El Real Decreto-Ley 17/2012, de 4 de mayo, de medidas urgentes en materia de medio ambiente, que modifica el artículo 28.2 de la Ley 42/2007, señala que en los casos en que en un lugar se solapen distintas figuras de espacios protegidos, las normas reguladoras de los mismos así como los mecanismos de planificación deberán ser coordinados, para unificarse en un único instrumento de gestión integrado (IGI).

Hasta el momento actual, han sido sometidos a información pública y se encuentran pendientes de aprobación los IGI que sustituirán a los actuales instrumentos de planificación (Tabla 5.5).

Mientras tanto, y teniendo en consideración lo expuesto, se ha elaborado un ***“Mapa de restricción ambiental a la extracción de gas no convencional en espacios naturales protegidos del Principado de Asturias”*** de acuerdo con lo establecido por el planeamiento vigente (Figura 5.5) que se presenta también al final de este documento.

La superficie terrestre protegida del Principado de Asturias es de aproximadamente unos 3500 km<sup>2</sup>, esto es, el 33% de la superficie total de la Comunidad Autónoma. Los espacios naturales incluidos en la RREN, Red Natura 2000 o protegidos por convenios internacionales son restrictivos para la extracción de gas mediante fracturación hidráulica. Aproximadamente en el 66,5% de la superficie protegida, este tipo de uso está prohibido o no permitido. En el 33,5% de la superficie restante, su autorización está condicionada al resultado de la evaluación de impacto ambiental sobre los valores naturales que han justificado la protección de dichos espacios.

Tabla 6. Superficie protegida y niveles de restricción para la extracción de gas no convencional

Nivel restricción al fracking	Superficie (km <sup>2</sup> )	% sobre el total de superficie protegida
Uso condicionado a la EIA	1172	33,5
Uso No Permitido	2332	66,5

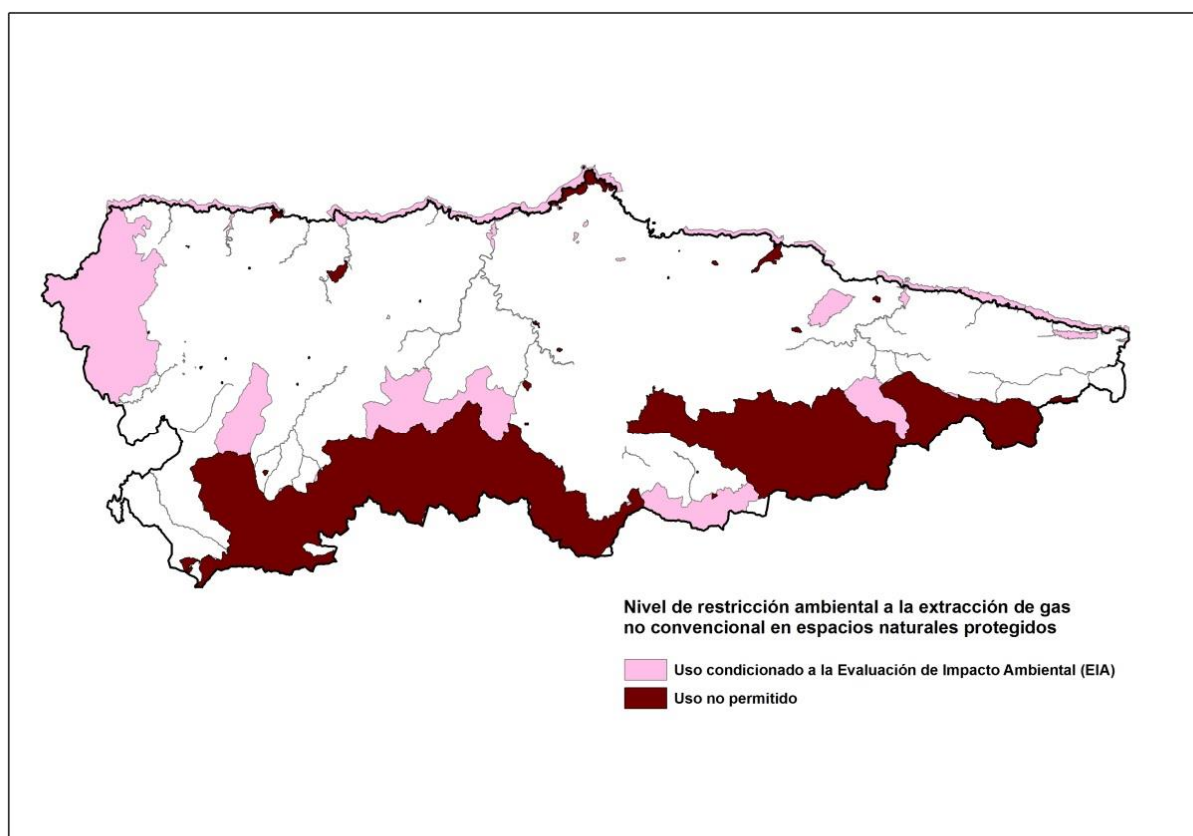


Figura 5.5 Mapa de restricción ambiental a la extracción de gas no convencional mediante fracturación hidráulica en espacios naturales protegidos del Principado de Asturias





## **6. NORMATIVA REGULATORIA APLICABLE**

El objeto de este capítulo es ofrecer una visión global sobre la legislación aplicable a la exploración y a la explotación de los recursos de gas no convencional en España y específicamente en Asturias.

La normativa, en todo caso, viene en muchos casos derivada de las normas de la UE que han sido transpuestas al ordenamiento jurídico español o establecida conforme a reglamentos específicos que regulan aspectos sectoriales.

Se relacionan las figuras normativas existentes para toda la actividad, los requisitos para su acceso así como el reparto competencial entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas. Se analiza la interrelación con la normativa ambiental y se enuncian los aspectos en los que la Administración Local puede tener relación con la actividad

### 6.1 Legislación básica

La legislación básica aplicable a la actividad es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. En fecha reciente (12 de diciembre de 2014) el Consejo de Ministros aprobó, para su remisión a las Cortes Generales, el proyecto de ley que modifica la normativa vigente en el que se establecen medidas tributarias en relación precisamente con la exploración y explotación de hidrocarburos.

La Ley del Sector de Hidrocarburos (LSH) regula tanto los aspectos relativos a la exploración, la producción de hidrocarburos (upstream), la distribución es estos (downstream) así como el refino (midstream) y está adaptada a la Directiva 94/22/CE, de 30 de mayo de 1994 del Parlamento Europeo y el Consejo.

El Título II de la vigente LSH está dedicado a la exploración, investigación y explotación de los hidrocarburos. Como ocurre con otros recursos del subsuelo (recursos minerales), se establece un carácter demanial de los hidrocarburos y de sus almacenamientos subterráneos, conforme a lo que se establece en el artículo 132 de la Constitución Española de 1978, referente a los Bienes de Dominio Público.

Este carácter demanial implica implica que estos recursos son inalienables (no se pueden vender), inembargables (no pueden ser embargados) e imprescriptibles (no puede obtenerse su propiedad mediante usucapión). En consecuencia, su investigación y explotación, por cuanto implica una

utilización privativa exclusiva, requiere el previo otorgamiento de un permiso de investigación (PIH) o una concesión de explotación (CE) de hidrocarburos.

Los permisos de investigación facultan a su titular para investigar, en exclusiva, en la superficie otorgada la existencia de hidrocarburos y de almacenamientos subterráneos para los mismos, en las condiciones establecidas en la normativa aplicable y en el plan de investigación previamente aprobado. Asimismo, confiere al titular el derecho, en exclusiva, a obtener concesiones de explotación derivadas, en cualquier momento del plazo de vigencia del permiso, sobre la misma área, previo cumplimiento de las condiciones exigibles. Por su parte, las concesiones de explotación facultan a su titular para realizar el aprovechamiento de los recursos descubiertos, bien por extracción de los hidrocarburos, bien por la utilización de las estructuras para su almacenamiento subterráneo, así como proseguir los trabajos de investigación en el área otorgada.

Las figuras mencionadas no conllevan automáticamente la ejecución de ninguna autorización de campo; como consecuencia, la autorización de los trabajos en el sector de Exploración y Producción ha de llevarse a cabo mediante un procedimiento de “doble vuelta”, es decir, en una primera fase se otorgaría el título demanial que procediese, de acuerdo con los principios de objetividad, transparencia y no discriminación, reconociendo al promotor exclusividad para el aprovechamiento del demanio y posteriormente requiere una autorización específica de cada trabajo concreto como puede ser el caso de una campaña geofísica o un sondeo.

Es importante destacar que las autorizaciones, permisos y concesiones otorgadas al amparo de la legislación sectorial anteriormente indicada lo serán sin perjuicio de aquéllas otras autorizaciones que los trabajos, construcciones e instalaciones necesarios para el desarrollo objeto de las mismas pudieran requerir por razones fiscales, de ordenación del territorio y urbanismo, de protección del medio ambiente, de protección de los recursos marinos vivos, exigencia de la correspondiente legislación sectorial o seguridad para personas y bienes. Es por ello un hecho crucial la interrelación con otras normativas aplicables al sector.

Aunque en normativas anteriores se contemplaba la iniciativa por parte del Estado en las actividades de exploración de recursos del subsuelo, mediante la figura de la Reserva a favor del Estado y así venía contemplada en la anterior normativa del sector (Ley 21/1974, de 27 de junio), la vigente LSH suprimió dicha figura en consonancia con la tendencia actual en la que la iniciativa de la actividad corresponde al sector privado y el Estado se limita a las funciones de regulador y no de ejecutor de ciertas actividades. Todo ello sin perjuicio de que si el Estado lo considera oportuno, pueda promover la investigación de un área concreta a través de la convocatoria de los correspondientes concursos.

En relación con el reparto competencial entre administración central y autonómica, la LSH establece que las Comunidades Autónomas son las competentes para el otorgamiento de PIH exclusivamente en su ámbito territorial, mientras que la Administración General del Estado es responsable de los PIH que abarquen superficies de dos o más CCAA o que se ubiquen, bien total bien parcialmente en medio marino así como del otorgamiento de CE en todos los casos.

Por último, hay que señalar que no ha sido desarrollado el reglamento de la vigente LSH; por ello, el Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley de Investigación y Explotación de Hidrocarburos de 27 de junio de 1974 continúa siendo de aplicación en lo que no se opone al ordenamiento posterior y, por tanto, constituye el desarrollo reglamentario de determinados aspectos de detalle de la vigente LSH.

## 6.2 Legislación ambiental

La Ley 21/2013, de 9 de Diciembre, de Evaluación Ambiental, constituye la norma básica de aplicación para la protección ambiental de, entre muchos otros, los proyectos relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales. La norma tiene carácter de legislación básica sobre protección del medio ambiente, por lo las comunidades autónomas pueden establecer normas adicionales de protección conforme al artículo 149.1.23.ª de la Constitución Española de 1978.

La ley unifica en una sola norma dos disposiciones: la Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente y el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos y modificaciones posteriores al citado texto refundido.

La Ley establece dos grupos de proyectos, a saber, los contemplados en el Anexo I que son aquellos sometidos directamente a Evaluación de Impacto Ambiental y los proyectos del Anexo II para los cuales el órgano ambiental debe determinar si se someten al mismo procedimiento de los proyectos del Anexo I o si bien se realiza una evaluación abreviada.

Se establece específicamente que los proyectos consistentes en la realización de perforaciones para la exploración, investigación o explotación de hidrocarburos, almacenamiento de CO<sub>2</sub>, almacenamiento de gas y geotermia de media y alta entalpía, **que requieran la utilización de técnicas de fracturación hidráulica**, están incluidos en el Anexo 1 y, por tanto están sometidos a la evaluación ambiental ordinaria. Asimismo, se especifica que no se incluyen en este apartado las perforaciones de sondeos de investigación que tengan por objeto la toma de testigo previos a

proyectos de perforación que requieran la utilización de técnicas de facturación hidráulica. Igualmente se señala que en todos los apartados de este grupo se incluyen las instalaciones y estructuras necesarias para la extracción, tratamiento, almacenamiento, aprovechamiento y transporte del mineral, acopios de estériles, balsas, así como las líneas eléctricas, abastecimientos de agua y su depuración y caminos de acceso nuevos.

De esta forma, y a partir de la publicación de la nueva normativa, se clarifican aspectos que llevaban a un mayor tiempo de tramitación ante la duda de si se tramitaban por Anexo I o Anexo II.

El Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA) es el órgano ambiental de los proyectos cuya autorización sustantiva corresponda a la Administración General del Estado. En el caso de proyectos competencia de las administraciones autonómicas (ej. PIH exclusivamente en su ámbito territorial) será competente el órgano ambiental, actualmente la Dirección General de Calidad Ambiental, dependiente de la Consejería de Fomento, Ordenación del Territorio y Medio Ambiente. El órgano sustantivo será aquel que ostenta las competencias para autorizar el proyecto de exploración o explotación de hidrocarburos y quien lo remitirá al órgano ambiental para su correspondiente evaluación.

En líneas generales, los promotores de proyectos del Anexo I deben presentar un documento inicial en el que se indica la definición, características y ubicación del proyecto; las principales alternativas consideradas y el análisis de los impactos asociados a cada una de ellas; y un diagnóstico territorial y del medio ambiente afectado. Este documento es analizado por el órgano ambiental, previa consulta a otras administraciones y personas interesadas en el mismo. Este análisis es la base para la determinación del alcance y nivel de detalle del estudio de impacto ambiental que deben presentar los promotores y que en todo caso contendrá los siguientes datos:

- Descripción general del proyecto y exigencias previsibles en el tiempo, en relación con la utilización del suelo y de otros recursos naturales. Estimación de los tipos y cantidades de residuos vertidos y emisiones de materia o energía resultantes.
- Una exposición de las principales alternativas estudiadas y una justificación de las principales razones de la solución adoptada, teniendo en cuenta los efectos ambientales.
- Evaluación de los efectos previsibles directos o indirectos del proyecto sobre la población, la flora, la fauna, el suelo, el aire, el agua, los factores climáticos, el paisaje y los bienes materiales, incluido el patrimonio histórico artístico y el arqueológico. Asimismo, se atenderá a la interacción entre todos estos factores.
- Medidas previstas para reducir, eliminar o compensar los efectos ambientales significativos.

- Programa de vigilancia ambiental.
- Resumen del estudio y conclusiones en términos fácilmente comprensibles. En su caso, informe sobre las dificultades informativas o técnicas encontradas en la elaboración del mismo.

El estudio de impacto ambiental anteriormente descrito es sometido a un procedimiento de información pública por un periodo de un mes. Con todos los informes y alegaciones recibidos, el órgano ambiental formula la Declaración de Impacto Ambiental que es una resolución preceptiva y vinculante a la autorización por parte del órgano sustantivo.

Dado el especial énfasis con el que desde diversos sectores se señalan los posibles efectos de las técnicas requeridas de fracturación hidráulica pudiesen tener sobre las aguas subterráneas, no se puede olvidar el cuerpo normativo existente en relación a este extremo y la necesidad de una valoración detallada de estos aspectos con vistas al mantenimiento de la calidad de las mismas. Se trata de un aspecto importante a tener en cuenta en el estudio de impacto ambiental.

### 6.3 Otras normativas

No se puede dejar de lado los aspectos normativos relativos a seguridad y calidad industrial, máxime cuando una parte significativa de los proyectos conlleva la realización de sondeos profundos y con presencia de hidrocarburos.

### 6.4 Normativa local

Dado el elevado número de municipios y la variedad de sus características socioeconómicas que se traducen en una cierta heterogeneidad normativa, sería imposible abordar el estudio detallado de todas las normas aplicables. No obstante, es necesario señalar las competencias municipales que en lo que a la explotación de gas no convencional se refiere, se centran en la ordenación del territorio y en la protección del medio ambiente y básicamente se derivan de dos normas básicas: la Ley 7/1985, de 2 de abril, Reguladora de Bases del Régimen Local y la Ley 14/1986, de 25 de abril, General de Sanidad.

Aunque se trata de normativas muy generales, las dificultades de puesta en marcha de cualquier proyecto de exploración o explotación de hidrocarburos no convencionales puede sufrir graves dificultades si existe una gran oposición del municipio a este tipo de proyectos.

Aunque el proyecto de ley de hidrocarburos que el gobierno ha aprobado recientemente contemple compensaciones económicas para los propietarios de terrenos, ayuntamientos y comunidades

autónomas en los que se lleve a cabo estos proyectos, siguen existiendo muchas reticencias a nivel de las diferentes administraciones ante temas controvertidos que pueden dar al traste a cualquier proyecto con criterios difícilmente defendibles pero que causan dilación de los mismos y por tanto efectos perniciosos para su desarrollo.



## 7 EJEMPLO (CASO DE ESTUDIO) ASPECTOS CRÍTICOS A REVISAR

### 7.1 Consideraciones generales

El gas de pizarra o *shale gas* se encuentra almacenado en rocas sedimentarias de grano fino, ricas en materia orgánica, y capaces de generar y retener gas (fundamentalmente metano). Estas rocas actúan a la vez como fuente y reservorio del gas, no presentando trampas ni sellos, lo que le confiere generalmente una distribución regional amplia. Presentan muy baja permeabilidad, lo que impide el flujo y dificulta la extracción, haciendo necesaria la utilización de los llamados métodos no convencionales, tales como la fracturación hidráulica (*fracking*) y la perforación dirigida. Por ello, la razón principal del potencialmente mayor impacto ambiental de las operaciones de gas no convencional es la naturaleza de los propios recursos, los cuales están menos concentrados que en los depósitos convencionales y su extracción es más complicada. Dado que los recursos son más difusos y difíciles de producir, la escala de la operación industrial necesaria para un volumen dado de producción no convencional es mucho mayor que para la producción convencional. Esto significa que las actividades de perforación y producción pueden ser considerablemente más invasivas, lo que implica una huella ambiental generalmente más grande (IEA, 2012).

La fase de investigación o exploración de los recursos de gas tiene diversos objetivos. Por un lado interesa conocer de la forma más exacta posible la geometría tridimensional de la formación geológica de interés, con el apoyo de estudios geológicos de superficie, estratigrafía y sísmica de reflexión. Se investigan también las características geológicas tales como fallas o discontinuidades que pueden afectar o delimitar el reservorio potencial. En determinado momento se decide la realización de perforaciones verticales o desviadas con recuperación de testigos que son analizados en laboratorio. La confirmación del interés de la formación puede dar paso a la localización de nuevos sondeos de investigación, incluyendo ensayos de fracturación hidráulica de alto volumen, con perforación dirigida. Mientras, la perforación de pozos verticales puede continuar en otras áreas cercanas. La fase de exploración genera ya impactos ambientales por el hecho de ser necesarios sondeos y pruebas de fracturación. Estos impactos pueden ser importantes si no se observan una serie de prevenciones mínimas, que serán semejantes a las necesarias durante la fase de explotación a una escala menor.

Siempre y cuando los resultados de investigación sean favorables, la empresa concesionaria toma la decisión de proceder con el desarrollo de un proyecto de explotación para la extracción del gas natural. A muy grandes rasgos, esto implica la distribución en el espacio de un número variable de plataformas de perforación y de pozos. Estos pozos se generan mediante perforación vertical hasta llegar a un punto en el que se inicia la perforación dirigida. Se pretende alcanzar la formación de interés de modo que en ella la perforación discurra de forma sensiblemente paralela al techo y muro del reservorio, intentando crear la máxima superficie de contacto posible. Terminada la fase de perforación, con el pozo totalmente aislado y cementado, se procede a continuación, a romper el revestimiento en puntos situados ya dentro de la formación de interés para permitir la inyección de grandes



volúmenes de fluido a alta presión que es el que realiza propiamente la fracturación hidráulica.

Durante la extracción de gas este debe almacenarse en la plataforma (cuando la producción no es muy alta) para transportarlo después en camiones. Si la producción y la densidad de los pozos son suficientemente altas se construyen redes de distribución mediante gasoductos. La decisión respecto al modo de almacenamiento y transporte, depende de numerosas variables específicas de cada proyecto. Los proyectos deben abordar con suficiente detalle el diseño y la distribución de las plataformas de perforación o *well pads*, definir el número y características de los pozos en cada plataforma, así como toda la infraestructura asociada que pueda ser necesaria: pistas, instalaciones de almacenamiento, instalaciones de transporte y distribución, etc.

Se entiende fácilmente que todas las acciones y actuaciones necesarias para el desarrollo de un proyecto de explotación no convencional de gas han de ser analizados en el contexto regional y local. En este sentido, entre las medidas recomendadas por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2012) destaca las de establecer un plan de desarrollo integral y una evaluación de impacto ambiental exhaustiva. De acuerdo con esto último, los proyectos de explotación no convencional de gas están entre los que deben presentar un estudio de evaluación de impacto ambiental como en cumplimiento de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. En el caso considerado, este tipo de proyectos se encuentra recogido en el Anexo I: Grupo 2. Industria extractiva, apartado d): los proyectos consistentes en la realización de perforaciones para la exploración, investigación o explotación de hidrocarburos, almacenamiento de CO<sub>2</sub>, almacenamiento de gas y geotermia de media y alta entalpía, que requieran la utilización de técnicas de fracturación hidráulica. No se incluyen en este apartado las perforaciones de sondeos de investigación que tengan por objeto la toma de testigo, previos a proyectos de perforación que requieran la utilización de técnicas de facturación hidráulica. En todos los apartados de este grupo se incluyen las instalaciones y estructuras necesarias para la extracción, tratamiento, almacenamiento, aprovechamiento y transporte del mineral, acopios de estériles, balsas, así como las líneas eléctricas, abastecimientos de agua y su depuración y caminos de acceso nuevos. Los proyectos incluidos en el Anexo I deben someterse obligatoriamente a una Evaluación de Impacto Ambiental ordinaria en razón de que se presupone que pueden tener impactos significativos sobre el medio ambiente. La ley habla de la obligatoriedad de realizar consultas a todas las administraciones públicas afectadas: aquellas Administraciones públicas que tienen competencias específicas en las siguientes materias: población, salud humana, biodiversidad, geodiversidad, fauna, flora, suelo, agua, aire, ruido, factores climáticos, paisaje, bienes materiales, patrimonio cultural, ordenación del territorio y urbanismo.

Por otro lado, según el Real Decreto 975/2009, de 12 de junio, sobre gestión de los residuos de las industrias extractivas y de protección y rehabilitación del espacio afectado por actividades mineras, las actividades de investigación o explotación de hidrocarburos han de estar reguladas por dicha norma en lo relativo a la gestión de los residuos que generen, es decir estarían obligadas a la realización de un Plan de Gestión de Residuos. Sin embargo, existen muchas dudas sobre la interpretación de esta norma y sobre el modo en el que las administraciones sustantivas la van aplicar. En cualquier caso, los residuos que se produzcan deben ser gestionados aplicando las mejores técnicas disponibles adecuadas al volumen producido y de acuerdo con su naturaleza física y química. Por otro lado, de cara al

cumplimiento de las exigencias sobre calidad del aire, será prescriptivo el Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.

Además conviene no olvidar que existen otras normas ineludibles que deben ser consideradas durante la planificación de actividades de exploración y elaboración de proyectos de explotación de gas. Por su trascendencia, desde el punto de vista ambiental y social, destacan, por un lado, el Real Decreto 1514/2009, de 2 de octubre, por el que se regula la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro, y el Real Decreto 60/2011, de 21 de enero, sobre las normas de calidad ambiental en el ámbito de la política de aguas.

Existen muchos impactos y riesgos ambientales (véase más abajo) derivados del desarrollo de proyectos de explotación no convencional de gas que sólo pueden ser valorados teniendo un conocimiento de los detalles técnicos de los proyectos y de la forma en que las diferentes infraestructuras y actividades se distribuyen en el territorio a nivel local. En relación con esto último, merece la pena remarcar la importancia de analizar la incidencia de un hipotético proyecto de exploración o explotación de gas no convencional sobre los instrumentos de planificación local, en concreto: el Texto Refundido las Normas Subsidiarias de Planeamiento de Villaviciosa y el texto refundido de la adaptación a la Ley Autonómica del Suelo y modificación del Plan General de Ordenación Urbana de Gijón. Los proyectos de explotación no convencionales de gas (considerando las infraestructuras asociadas) pueden afectar a calificaciones del suelo donde la actividad resulte incompatible o prohibida, lo que haría necesaria la aprobación de Planes Especiales, de acuerdo con el Decreto Legislativo 1/2004, de 22 de abril, por el que se aprueba el Texto Refundido de las disposiciones legales vigentes en el Principado de Asturias en materia de ordenación del territorio y urbanismo, y con el Decreto 278/2007, de 4 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Ordenación del Territorio y Urbanismo del Principado de Asturias.

Gran parte de los potenciales efectos adversos de los proyectos de explotación de gas no convencional pueden ser evitados o minimizados mediante la aplicación de buenas prácticas basadas en tecnologías en constante evolución y mejora. En páginas sucesivas se van a incluir una serie de recomendaciones de buenas prácticas, para finalmente analizar en la zona de estudio seleccionada qué limitaciones generales pueden abordarse desde la planificación con carácter muy preliminar. Conviene no olvidar que muchos de los efectos negativos deben ser contemplados y gestionados hasta alcanzar niveles aceptables de impacto o de riesgo, sin perder de vista que para una definición razonable de ese nivel de aceptabilidad es imprescindible la participación pública en su sentido más amplio, sobre la base de información veraz, rigurosa y transparente.

## 7.2. Aspectos críticos a revisar

### ***Consumo de agua y detracción de recursos hídricos***

La explotación no convencional de recursos de gas consume abundante agua. Para la perforación de los pozos se necesita cierta cantidad necesaria para formar el fluido de perforación o lodo, el cual es una mezcla de sustancias pensada para facilitar el trabajo de la maquinaria de perforación. Mucho más importante es el volumen total de agua utilizada en una etapa de estimulación por fracturación hidráulica. Este volumen puede encontrarse en una horquilla de 1000 m<sup>3</sup> a 2000 m<sup>3</sup> por etapa. Esto hace que para una estimulación

media/alta de 10 etapas por pozo, el consumo total se sitúa en un intervalo entre 10000 y 20000 m<sup>3</sup> por pozo (USDE, 2009). Según la citada fuente, en el yacimiento de *Barnett Shale* la media de consumo de agua por sondeo es de 10200 m<sup>3</sup>, de los que 1500 corresponden al sondeo vertical; en *Fayetteville Shale* el consumo es de 11500 m<sup>3</sup>; en *Haynesville Shale* es de 14000 m<sup>3</sup> (de los cuales 3790 se emplean en el sondeo vertical; en *Marcellus Shale* el consumo es de 14700 m<sup>3</sup> (USDE, 2009). Según Rivard et al. (2012), cada etapa de fracturación puede consumir un promedio de aproximadamente 15.000 a 20.000 metros cúbicos. Algunos pozos, especialmente los situados en formaciones gruesas (por ejemplo en la Cuenca del Río Horn), llegan a utilizar hasta 75.000 m<sup>3</sup> (CCA, 2014).

La demanda de agua de las operaciones no es constante, concentrándose durante el proceso de fracturación. El origen puede ser diverso: toma desde masas de agua superficiales (ríos, lagos, lagunas), las aguas subterráneas, fuentes municipales, aguas residuales reutilizadas a partir de plantas de la industria o de tratamiento de agua, etc. El consumo de agua puede tener efectos puntuales graves siempre que implique una reducción del flujo que alimenta ecosistemas acuáticos o ribereños. En cualquier caso, cabe adoptar una serie de medidas paliativas que optimicen el consumo de agua necesaria. La primera debe ser la investigación previa de la disponibilidad de agua superficial y subterránea a través de un estudio local que incluya la posibilidad de fuentes alternativas, y dentro del estudio de impacto ambiental. Algunas opciones para reducir el consumo de agua son: el reciclado de la denominada agua de retorno, la utilización de aguas no potables y la realización de fracturaciones más selectivas y menos demandantes de agua. Hay que tener en cuenta que la reutilización del agua de retorno para fracturación hidráulica exige unas condiciones de concentración de la salinidad, Fe<sup>2+</sup> disuelto, etc., para no interferir con las funciones de otros aditivos inyectados, problemas de corrosión, etc., requiriendo tecnologías que encarecen el proyecto (Acharya et al., 2011).

Es necesario reconocer que los desarrollos tecnológicos en el campo de la explotación de recursos no convencionales de gas están avanzando a gran velocidad en el sentido de reducir el volumen de agua necesario para los trabajos de fracturación hidráulica. El enfoque más razonable para planificar el uso del agua es evaluar el impacto que tiene el consumo previsto sobre la comunidad y el medio ambiente locales, tanto en el corto como en el largo plazo.

### ***Gestión de residuos sólidos y líquidos***

La perforación y la fracturación hidráulica generan un considerable volumen de residuos sólidos y líquidos. Los residuos de perforación están formados por el material que sirve de base para la formación del lodo de perforación lodo, y por fragmentos de roca y recortes del pozo, así como productos químicos añadidos para mejorar las propiedades y el rendimiento de los lodos de perforación. No existen evidencias de que vertidos o derrames de los lodos de perforación hayan tenido efectos significativos sobre los suelos o las aguas superficiales.

Los elementos que forman la base de los fluidos de fracturación más comúnmente utilizados son agua aceitosa, agua mezclada con algún reductor de la viscosidad (tal como poliacrilamida) o geles formados por agua y algún agente que aumenta la viscosidad (ALL Consulting, 2012). En muchos casos, varios tipos se utilizan secuencialmente en cada etapa fractura. Siempre se incorpora un agente de sostén o apuntalante, compuesto por granos de arena o de cerámica sintéticos, cuya función es servir de soporte para que las fracturas

creadas de mantengan abiertas. Este material se mezcla en la superficie (antes de su inyección) con el fluido de fracturación. Una composición típica de un fluido de fracturación suele ser aproximadamente entre un 95 y un 98 % de agua, que incorpora hasta un 5% de arena de apuntalamiento y menos de un 1% de otros aditivos químicos.

Los aditivos utilizados en los fluidos de fracturación son muy diversos y cada empresa utiliza una combinación diferente de productos químicos adaptada a las condiciones de geología local y experiencia de la empresa. Las funciones de los aditivos son variadas, unas son propias de cualquier sondeo de hidrocarburos convencionales: ácido clorhídrico en solución, cloruro de potasio, sosa caustica, bicarbonato sódico, polímeros de almidón, etc. Otros son propios de la estimulación por fracturación. Entre las funciones de estos aditivos se encuentran: ácidos (limpian las paredes de la perforación de restos de cemento y lodos); estabilizadores de arcillas (reducen el hinchamiento de las arcillas y la posibilidad de migrar de éstas, imposibilitando la reducción de la porosidad creada en la fracturación); bactericidas/biocidas (impiden el crecimiento de las bacterias sulfato-reductoras); modificadores del pH e inhibidores de la corrosión; productos que mantienen la viscosidad del fluido cuando la temperatura se incrementa; reductores de la viscosidad (disminuyen las pérdidas de carga durante el bombeo); controladores del hierro (impiden la precipitación del hierro disuelto en forma de hidróxidos, carbonatos); disolventes y surfactantes, etc. Entre 2005 y 2009 las operadoras estadounidenses de fracturación hidráulica utilizaron 750 sustancias químicas diferentes (U.S House of Representatives, 2011). De acuerdo con un estudio llamado *Study of the potential impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resouces*, 12 eran carcinógenos y 24 eran contaminantes atmosféricos peligrosos (EPA, 2012). Alrededor de la composición de los aditivos químicos he existido mucha polémica, a causa de la falta de transparencia amparada en leyes de protección de los intereses empresariales. Poco a poco, con el paso de los años, se ha ido ampliando la transparencia y se han ido sustituyendo los compuestos químicos empleadod. Claramente la tendencia presente y de futuro es utilizar menos aditivos y más compatibles con el medio ambiente. En Europa, el uso de aditivos está sometido al reglamento REACH, lo que garantiza un cierto nivel de control de los potenciales riesgos asociados a su empleo. Por ejemplo, los productos químicos que se utilizan por *Cuadrilla Resources* en Reino unido, la única empresa hasta el momento de haber realizado extracción no convencional de gas, se enumeran en el sitio web de Cuadrilla y son los siguientes ([www.cuadrillaresources.com](http://www.cuadrillaresources.com)):

-99.75% del fluido de fracturación compuesto de agua y la arena.

-Poliacrilamida como reductor de la fricción (0,075%), suspendida en un portador de hidrocarburo

-Ácido clorhídrico (0,125%),

-Biocidas (0,005%), usados en raras ocasiones, cuando el agua proporcionada por el proveedor local necesita ser purificado adicionalmente.

Todos estos productos químicos han sido aprobados para su uso en las actividades de Cuadrilla, pero sólo la poliacrilamida ha sido utilizada por la compañía hasta la fecha.

Aproximadamente entre el 25% y el 75% (Pickett, 2009) de los fluidos inyectados durante la fracturación alcanzan de nuevo la superficie en los primeros días, cuando el pozo es despresurizado. Este fluido de retorno o (*flowback*). La cantidad y composición de los flujos

de retorno puede ser enormemente variable, dependiendo de varios factores (diseño de la fracturación, característica del fluido de fracturación empleado, propiedades de la roca, etc.). Como es lógico, el fluido de retorno contendrá buena parte de los constituyentes incorporados en la preparación del fluido de fracturación, a lo que se sumarán sales, gas metano, hidrocarburos, metales disueltos y otros elementos tóxicos tales como materiales radiactivos naturales (NORM). En al menos 12 de un total de 22 sondeos muestreados en el yacimiento de *Marcellus Shale* se han medido, en el agua de retorno, concentraciones de radio ( $^{226}\text{Ra}$  y  $^{228}\text{Ra}$ ) y entre 74 a 6540 picoCuries/L (pCi/L) (Haluszczak et al., 2013), llegando a máximos de 10000 pCi/L (Acharya, et al., 2011). El yacimiento de *Woodford Shale* tiene un rango <20 a 500 pCi/L en al agua de retorno (Acharya et al., 2011). Es muy corriente que el fluido de retorno esté cargado de sales, aunque la variabilidad puede ser muy grande, desde aguas salobres hasta auténticas salmueras. En algún caso un fluido de retorno ha superado 200.000 mg/l de sólidos disueltos (Kargbo et al., 2010), casi tres veces más alto que el agua de mar

En estados Unidos, el flujo de retorno es normalmente almacenado en balsas de almacenamiento impermeabilizadas. Estas balsas generan problemas por emisiones atmosféricas y han sido causa de procesos de contaminación de suelos y aguas en momentos de reboses o fugas. Los riesgos asociados a la liberación incontrolada o accidental de productos químicos o fluido de perforación dependerán en gran medida de las precauciones adoptadas durante esos procesos de transporte, almacenamiento y gestión, siendo reducidos cuando el flujo es almacenado en tanques cerrados. Existe una tendencia a reutilizar este flujo de retorno en nuevos procesos de fracturación. Sin embargo, hay que tener en cuenta que la reutilización del agua de retorno para fracturación hidráulica exige unas condiciones de concentración de la salinidad,  $\text{Fe}^{2+}$  disuelto, etc., para no interferir con las funciones de otros aditivos inyectados, problemas de corrosión, etc., requiriendo tecnologías que encarecen el proyecto (Acharya et al., 2011). Esta problemática da lugar, en muchas ocasiones, a la inviabilidad de su reutilización y a que, también se esté optando preferencialmente por inyectarlo en acuíferos profundos o en la misma formación de origen (lo que implica una pérdida neta de recursos). Otra opción es la evaporación, hasta obtener un residuo predominantemente sólido, aunque no es viable en climas húmedos.

Mediante un apropiado plan de manejo y control de los residuos es posible controlar los riesgos asociados hasta niveles aceptables. Resulta absolutamente imprescindible contar con un detallado estudio hidrogeológico previo, que debe indicar la vulnerabilidad de los diferentes acuíferos y el estado de las diversas fuentes de suministro de agua potable y no potable de la zona a explotar. Hay que tener presente que aunque pueda planificarse el reciclado de los flujos de retorno hasta un cierto porcentaje, siempre existirá la necesidad de gestionar aguas residuales que pueden ser muy problemáticas. Por otro lado, cualquier sistema de almacenamiento a cielo abierto debe estar diseñado con criterios hidrológicos, analizando las probabilidades de rebose de las balsas y seleccionando ubicaciones de bajo riesgo de avenida.

### ***Migración de fluidos contaminantes desde los pozos de perforación***

La perforación de un pozo de extracción de gas no convencional representa una ruptura del aislamiento natural que existe entre los posibles acuíferos y los estratos más profundos donde se encuentra el gas o masas de agua más profundas de elevada salinidad. Para prevenir la posible migración de aguas de mala calidad hacia los sistemas de aguas

subterráneas susceptibles de aprovechamiento, se han ido desarrollando sistemas de barreras mecánicas consistentes en encamisados (*casings*) o tuberías de acero concéntricas de alta resistencia, a lo que se suma la cementación de los espacios anulares existentes entre las tuberías, y entre el terreno y las tuberías. Este tipo de aislamientos debería impedir también la fuga de los fluidos de fracturación. La disposición de varias capas concéntricas de aislamiento debería ser eficaz para proteger los recursos de agua subterránea. En el supuesto de que un pozo tuviera algún problema estructural o de diseño, cabría señalar dos posibles teóricos riesgos: el llamado *blowout*, esto es, un escape incontrolado de fluidos por el pozo hacia la superficie; o una fuga de tipo anular, la cual permitiría a los fluidos contaminantes (metano y fluido de fracturación) desplazarse verticalmente u horizontalmente hacia las formaciones atravesadas.

La posibilidad de que se produzcan defectos durante la construcción de estos sistemas de aislamiento siempre existe. El problema más común es la existencia de puntos en los que falla la adhesión entre la tubería y el cemento, o entre el cemento y la pared rocosa del pozo. Según se desprende de un estudio realizado en Canadá (Watson and Bachu, 2009), un alto porcentaje de las fugas en pozos se relacionaría con *casings* insuficientemente cementados o con aislamientos con un número inferior al aconsejable. Después de construido, el sistema de aislamiento debe resistir las operaciones de fracturación, y permanecer inalterado durante la extracción de gas y después del abandono final. Un estudio desarrollado en Pennsylvania encontró concentraciones elevadas de metano en los pozos de agua para consumo humano próximos a explotaciones de hidrocarburos no convencionales (Osborn et al., 2011). El estudio concluye que la explicación más consistente de dicha contaminación es la fuga producida por algún defecto en el sistema de aislamiento. La frecuencia de fugas producidas por este tipo de problemas se sitúa en el rango entre 1 y 3%, según Vidic et al. (2013).

Hay que destacar que la fracturación hidráulica normalmente se realiza a una profundidad mucho mayor a los acuíferos de abastecimiento y que en cualquier caso un operador debe de conocer las buenas prácticas para asegurar la integridad y estanqueidad del pozo en lo que se refiere a la calidad de su revestimiento y cementación, su capacidad para resistir la alta presión del líquido inyectado y la sismicidad del área.

La cementación de la boca del pozo y todo el revestimiento del sondeo deben estar diseñados para proteger y aislar cualquier acuífero superficial o profundo que sea objeto de aprovechamiento o esté conectado con el sistema hidrológico superficial. Por ello, la profundidad que debe tener los diferentes tramos de encamisado deben ser objeto de un análisis concreto y adecuado. Interesará además tener un conocimiento previo de las características químicas de las aguas en el entorno del proyecto. Los operadores deben utilizar una serie de herramientas para comprobar la integridad de cemento de sus pozos:

-Las pruebas de presión, que están restringidas a secciones localizadas de la carcasa y por lo tanto, probar únicamente la integridad de la carcasa de acero en el intervalo aislado y no las condiciones del pozo situado detrás del encamisado.

-Los dispositivos que, acústicamente o de otra manera, detectan el flujo entre las formaciones detrás de la carcasa y proporcionan resultados más definitivos, pero también son caros y no pueden detectar las posibles filtraciones lentas de gas.

Todo nuevo pozo debe ser inspeccionado y monitorizado antes de la fracturación, con objeto de conocer el estado en que ha quedado el conjunto de revestimientos. Las inspecciones deberían continuar periódicamente durante toda la fase de fracturación.

### ***Conexión hidráulica entre zonas de fracturas artificiales y masas de agua subterránea***

Desde un punto de vista potencial, la red de fracturas artificiales creada mediante la fracturación hidráulica podría alcanzar formaciones acuíferas. En un estudio realizado sobre varios miles de pozos de EEUU, África y Europa (Davies et al., 2012), la máxima longitud observada fue de 588 m. En el mismo estudio encontraron que sólo el 1% de las fracturas tenían una extensión superior a los 350 m, y que la mayoría de las fracturas se extendían entre 200 y 300 m. Fisher et al. (2011) mediante análisis de técnicas de monitoreo microsísmico en diversos yacimientos de en EE.UU, obtuvieron desarrollos verticales de 1.500 pies (457 m). El revestimiento de superficie está diseñado para proteger las aguas superficiales y los acuíferos poco profundos de flujo cruzado y la protección idealmente se coloca por debajo de la zona más baja del agua subterránea potable (cerca de 200 a 300 metros) (CCA, 1014). Por ello, es muy poco probable en general que los acuíferos explotados se vean afectados por migración de gas o fluidos desde las zonas fracturadas.

### ***Erosión y sellado de suelos y generación de sedimentos***

Los emplazamientos o plataformas artificialmente construidas en los que se aloja la torre de perforación y el resto de equipamiento (*well pads*) necesitan un espacio libre, llano e impermeable, apto para la circulación de camiones de gran tonelaje. La creación de estas plataformas mediante métodos constructivos típicos de la obra civil hace necesario desbrozar, nivelar y explanar superficies de diversa naturaleza empleando maquinaria de movimiento de tierras. Normalmente, parte de esta superficie quedará cubierta por una losa de hormigón, sobre la que se instala la maquinaria de perforación. El resto de la plataforma se impermeabilizará mediante la colocación de un geotextil con el objetivo de impermeabilizar el sustrato de todo o parte del emplazamiento necesario para albergar toda la infraestructura asociada: zonas de almacenamiento, zonas de maquinaria, zonas de maniobra y aparcamiento de camiones. Las plataformas deben ser prácticamente horizontales y, en función del material del sustrato, pueden requerir desde 0,5 a 1,5 metros de espesor de relleno adecuado recubierto de zahorra. Una plataforma grande, de 16 pozos, puede requerir varios meses de construcción y entre 500 y 800 camiones de material de relleno, si no hay ninguno disponible a nivel local y si el sustrato no posee buena capacidad portante (CCA, 2014).

A esta superficie modificada hay que añadir la correspondiente a pistas de acceso e interconexión entre plataformas, pistas de trabajo de gasoductos y líneas eléctricas, balsas de almacenamiento de agua, etc. Por todo ello, se ha señalado que los proyectos de explotación de hidrocarburos pueden contribuir a la pérdida de suelos y a la emisión de sedimentos de manera importante (Williams et al., 2008; Entekin et al., 2011; Rozel and Reaven, 2012; Drohan and Brittingham, 2012). Hay que decir que todos los equipos se retiran una vez realizadas todas las operaciones de fracturación hidráulica previstas en una determinada plataforma, pudiendo rehabilitarse gran parte de la superficie inicialmente necesaria que ya no lo será durante el periodo de producción.

Como es lógico los posibles efectos dependen mucho de las circunstancias locales (pendientes, suelos, hidrología superficial, clima). Por ejemplo, el 50-70% de las plataformas de explotación de gas de pizarra construidas en Pennsylvania se situaban en suelos o pendientes susceptibles a generar procesos de erosión (Drohan and Brittingham, 2012). Además la red pistas y los drenajes perimetrales de las plataformas modifican el sistema de escorrentía superficial (Drohan and Brittingham, 2012) Otra forma de interrupción o modificación de las vías de movimiento del agua escorrentía superficial.

Desde hace escasamente pocos años se están realizando múltiples sondeos por plataforma: 4-18 sondeos, separados por 5-6 metros de distancia, con un sondeo horizontal por cada uno vertical. Este sistema permite reducir la ocupación del suelo debida a las propias plataformas y la asociada al resto de infraestructuras, con el consiguiente ahorro de tiempo y ahorro de costes, y minimizando la alteración sobre el terreno

### ***Sismicidad inducida***

La fracturación hidráulica puede generar eventos sísmicos, si bien la mayoría de estos eventos son de magnitud muy pequeña y son de gran utilidad cuando se registran mediante sistemas debidamente calibrados de geófonos para delinear la geometría de las fracturas. El problema es cuando se generan sismos que alcanzan una intensidad tal que puede generar problemas o ser percibida. Cada vez más especialistas están de acuerdo en que las operaciones de gas no convencional pueden generar sismicidad inducida de cierta importancia (Shapiro et al., 2007; Pater et al., 2011). Esto puede suceder de dos formas. La primera, a través de la fracturación hidráulica, y la segunda, a través de la eliminación de fluidos residuales en el subsuelo. En ambos casos, como efecto de la inyección de fluidos a presión hasta que se hace posible liberar una tensión preexistente en una falla.

Un reciente informe de la Real Sociedad de Ingeniería del Reino Unido indica que en el Reino Unido nunca se han superado el nivel de  $4M_L$  por los efectos derivados de la minería tradicional y fija en  $3 M_L$  el límite superior esperado para la sismicidad inducida por las operaciones de fracturación hidráulica (Green et al 2012)

Una vez que comienza la fracturación conviene establecer una vigilancia sísmica, que permita activar un protocolo de alerta, deteniendo las operaciones si se detecta un evento sísmico de magnitud superior un cierto umbral. Green et al. (2012) recomiendan un nivel de  $0.5 M_L$ . Esta magnitud es muy inferior al nivel de energía que se aprecia en la superficie, pero permite llevar a cabo una revisión de las posibles causas del suceso y tomar medidas que deben adoptarse para prevenir la ocurrencia de eventos mayores, como ocurrió en Lancashire. Terremotos inducidos por fracturación de magnitud  $2,3$  y  $1,5 M_L$  ocurrieron alrededor de 10 horas después de que se detectaran movimientos de magnitud menor a  $1 M_L$ .

### ***Pérdida o modificación de hábitats y fragmentación de ecosistemas***

Como es lógico la pérdida de hábitats dependerá de la cantidad de terreno requerida para el desarrollo de los proyectos de extracción de gas, que será función del número de *well pads*, su tamaño, y la traza de todas las infraestructuras asociadas, así como de la distribución de los diferentes tipos de cobertura del suelo. Una simple plataforma requiere la eliminación de la vegetación en una superficie media de  $1,5$  a  $3,1$  ha, según Entekin et al. (2011), lo que no



es mucho. Sin embargo, toda plataforma de perforación implica una pista de acceso y muchas veces también un gasoducto de pequeña entidad. Investigaciones desarrolladas en Pennsylvania (Johnson et al., 2010; Johnson et al., 2011) indican que cada plataforma de perforación requiere de 1,2 ha de superficie media, a lo que hay que sumar otras 11,3 ha debidas a toda la infraestructura asociada. Dichos autores estiman que, para el año 2030, la superficie de bosque que habrá sido clareada en Pennsylvania para el desarrollo de la explotación de recursos de gas no convencional podría alcanzar en el peor de los casos unas 90.000 ha. Hay que tener en cuenta que no sólo se debe evaluar la pérdida directa de superficie sino los efectos de fragmentación y efectos barrera asociados a toda la infraestructura necesaria. Además de los efectos sobre el paisaje, la red de pistas empeora la calidad de los hábitats a los que afecta a causa del tráfico, ruido, polvo, contaminación, posibilidad de atropellos de fauna, etc. (Drohan and Brittingham, 2012). Aunque los efectos acumulativos no son sencillos de valorar, estos efectos pueden ser ecológicamente más importantes que la pérdida directa (Slonecker et al., 2012).

A todo lo anterior hay que añadir el ruido. Al ruido generado durante el proceso de perforación hay que añadir el que se produce durante la fracturación. Sólo el transporte de agua a los pozos puede requerir más de mil viajes de camión (Parlamento Europeo, 2011). Se ha señalado que pueden ser necesarios cientos de miles de viajes de camión para el transporte de equipos, suministros y personas hacia y desde las plataformas de extracción (NYSDEC, 2011). Los niveles de ruido durante la fase de inyección son sustanciales: entre 4 y 24 camiones con maquinaria destinada a la fracturación pueden estar operando simultáneamente en la plataforma junto a diversas clases de motores y bombas. De hecho, durante la inyección de fluido a alta presión, los trabajadores tienen prohibido estar presentes, controlándose la operación mediante control remoto (CCA, 2014).

Francis et al. (2009, 2011) han demostrado que el ruido generado por los compresores del sistema de transporte de gas afecta a la riqueza y estructura de las comunidades de aves con consecuencias sobre el éxito reproductivo.

Durante el diseño del plan de explotación es posible reducir los posibles daños sobre el medio natural y el paisaje, intentando evitar la ubicación de plataformas y dibujando los trazados de las infraestructuras de modo que se eviten las áreas más sensibles. Normalmente, los proyectos de instalación de gasoductos en nuestro país asumen como criterio general de trazado (entre otros) la no afectación sobre espacios pertenecientes a la Red Natura 2000, y se planifican para aprovechar en lo posible los corredores de otras infraestructuras lineales. Sin embargo, no se alcanza un nivel de exigencia tan elevado en lo que respecta a hábitats de interés comunitario no incluidos en figuras de la Red Natura 2000 o las formaciones de vegetación de ribera en buen estado de conservación. En estos casos la minimización de impactos se aborda mediante la denominada pista reducida, el empleo de medidas preventivas específicas durante el proceso de instalación y la definición de criterios exigentes para la restauración posterior de los terrenos. Estas ideas pueden ser de aplicación para los gasoductos de salida de los campos de explotación, en los que se reúne la producción de numerosos pozos. No obstante es posible asumir algunos criterios generales de diseño que pueden favorecer la reducción de impactos no sólo para las áreas identificadas como sensibles. Estos son: minimización de longitudes en infraestructuras lineales, establecimiento de pasos de fauna, limitaciones de velocidad de circulación de todos los vehículos, etc.

Por otro lado, es cierto que a medida que la tecnología de perforación dirigida mejora, es posible ubicar más pozos en una plataforma individual, lo que reduce la huella de la actividad sobre el territorio, incluyendo el número de pistas carreteras que necesita construir, el número de lugares destinados a almacenar productos químicos peligrosos o residuos, así como los conflictos con otros usos de la tierra.

### ***Procesos de contaminación atmosférica***

Aunque existe mucha controversia, se ha señalado que uno de los principales beneficios del uso de gas no convencional para la generación de energía es la reducción de las emisiones en comparación con otros combustibles fósiles. Por ejemplo, la combustión de carbón es una fuente importante de contaminación de partículas, que es uno de las formas más perjudiciales para la salud de la contaminación del aire (Mendelson et al., 2011). Sin embargo, la explotación de yacimientos no convencionales es un proceso que consume energía, y las emisiones no controladas en el proceso podrían socavar parcialmente estas teóricas ventajas desde el punto de vista de la calidad del aire. Las fuentes de emisiones pueden ser temporales o continuas, móviles o estacionarias, y localizadas o dispersas sobre un área grande. Los efectos pueden incidir sobre la salud humana, los aprovechamientos agrícolas y los ecosistemas (Litovitz et al., 2013), pero estos impactos dependen significativamente del contexto del desarrollo, incluidas las condiciones climáticas regionales y la distribución de los elementos del proyecto de extracción con respecto a los usos y aprovechamientos de su entorno.

La construcción de los caminos de acceso y las plataformas de perforación, como cualquier obra civil, pueden generar polvo. Más específicamente, se ha señalado el posible riesgo por el polvo de sílice asociado a la manipulación de la arena empleada como apuntalante (Esswein et al., 2013), si bien éste es más un problema de seguridad laboral.

Otras emisiones se derivan del funcionamiento de los motores de combustión interna durante las etapas de construcción, perforación y fracturación. Como se mencionó anteriormente, pueden necesitarse cientos de miles de viajes de camión para el transporte de equipos, suministros y personas hacia y desde las plataformas de extracción (NYSDEC, 2011), con las consiguientes emisiones de óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre, CO<sub>2</sub>, compuestos orgánicos volátiles (COV) y partículas. Por otro lado, como se ha mencionado, el gas producido de los pozos individuales recoge y distribuye mediante una red de gasoductos. Cuando la presión natural del gas es demasiado baja, se intercalan compresores, los cuales pueden funcionar con motor eléctrico, pero son más comúnmente alimentados por generadores a gas (Armendáriz, 2009; USEIA, 2013). Siempre que esto sea así, el trabajo de los compresores conllevará la emisión de gases de combustión de carácter estacionario durante toda la vida operativa de la instalación.

Por otro lado desde la boca de los pozos hasta los puntos de almacenamiento o consumo final, existen múltiples lugares de los que el gas natural puede escapar a la atmósfera. Las fuentes potenciales de estas emisiones incluyen bombas, bridas, válvulas, manómetros, conectores de tubos, compresores y otros componentes (Armendáriz, 2009). Por ejemplo, durante el funcionamiento normal de compresores, el gas natural puede gotear desde los sistemas de compresión (NYSDEC, 2011). Estas pérdidas de gas en el sistema son conocidas como emisiones fugitivas de metano. Es sabido que el metano es un potente gas de efecto invernadero, lo que convierte a estas fugas en un asunto de especial preocupación. Sin

embargo, cuantificar estas emisiones puede ser difícil dada su dependencia de las instalaciones y su manejo, por el hecho de que pueden encontrarse dispersas en un área amplia, y por las lógicas variaciones temporales (por ejemplo, como consecuencia del desgaste de componentes de la instalación). La inspección de rutina y el mantenimiento de los componentes donde normalmente se producen fugas pueden reducir las emisiones fugitivas de metano. Hay que advertir que la limitación de las emisiones fugitivas de metano puede ser económicamente rentable, pues el gas capturado tiene valor comercial cuando es vendido en el mercado (Gillis et al., 2007).

Además de todo lo anterior, después de efectuada la fracturación hidráulica propiamente dicha, se produce normalmente un flujo de agua de retorno durante un período de varias horas a unos pocos días. Estas aguas de retorno incluyen componentes propios del fluido de fracturación junto a solutos diversos (a veces en gran cantidad), así como gas metano e hidrocarburos más pesados asociados (denominados en su conjunto condensado). Durante el retorno, la relación de gas a líquido en el pozo aumenta rápidamente, y, finalmente, los gases producidos, principalmente metano, pueden ser recuperados mediante el uso de tecnologías de separación, aunque, también ha sido y es corriente la quema en antorchas (NYSDEC, 2011). Desde los pozos se emiten otros contaminantes peligrosos del aire (hidrocarburos aromáticos policíclicos, HAPs), BETEX (benceno, tolueno, etc.) y otros compuestos orgánicos volátiles. Tales emisiones pueden extenderse a toda la vida productiva de cada pozo (Litovitz et al., 2013; Armendáriz, 2009). Estas emisiones pueden producirse también desde las balsas de almacenamiento del agua de retorno, o durante el ventilado de tanques cerrados. La agencia ambiental norteamericana recientemente ha desarrollado una norma federal que exigirá la aplicación de una técnica conocida como “*green completion*” que busca capturar gas metano y la reducción de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles durante el uso de sistemas de separación y control de las diferentes fases durante el retorno del fluido de fracturación.

No hay que olvidar que, en todo lo relacionado con las emisiones a la atmósfera será prescriptivo el Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire. En este Real Decreto se establecen los objetivos de calidad del aire para diversos contaminantes; determinación de los requisitos necesarios para la evaluación de las concentraciones de diversos contaminantes; evaluación de la calidad del aire y ubicación de los puntos de muestreo para la medición de las concentraciones; criterios de determinación del número mínimo de puntos para la medición fija de las concentraciones, etc.

### ***Efectos sobre la población y áreas pobladas***

Todo lo dicho más arriba sobre ruido y contaminación atmosférica, además del incremento del tráfico en el entorno de los proyectos de explotación, se traduce en molestias o posibles efectos perjudiciales para la población. En este sentido es una práctica habitual el establecer franjas de protección, como ocurre con otros elementos sensibles del medio.

### **7.3. Planificación territorial preliminar de la actividad en la zona de estudio**

Una forma de tratar de minimizar algunos de los impactos negativos más significativos asociados con el desarrollo de los recursos de gas dentro de un área es a través de la planificación territorial. Conviene advertir que los criterios aquí adoptados, deben considerarse orientativos y una simple opción entre las muchas posibles. La fijación de

criterios de planificación debería ser consensuada, haciendo intervenir a todos aquellos entes de la administración involucrados directa o indirectamente, así como a otros grupos de interés.

Los criterios aplicados están basados en el conocimiento científico y la revisión bibliográfica sobre medidas de planificación adoptadas en países, donde la extracción de gas no convencional ha tenido un mayor desarrollo. Se han considerado también aspectos relacionados con la normativa sectorial española y de planificación, de aplicación a la zona de estudio. Hay que señalar, además, que se trata de una propuesta muy preliminar de planificación territorial de esta actividad, condicionada a una cartografía temática institucional que presenta limitaciones para los objetivos de una ordenación minero-ambiental en *sensu stricto*. A continuación, se enumeran los criterios que se han adoptado en la zona piloto (Figuras 7.1, 7.2 y 7.3):

- Criterios de Incompatibilidad del medio respecto a la extracción de gas no convencional:
  - Vegetación: Formaciones arbóreas caducifolias de ribera.
  - Hábitats de interés comunitarios prioritarios.
  - Playas y dunas.
  - Espacios naturales protegidos pertenecientes a la RREN.
  - Protección de ríos y riberas. Se ha establecido una distancia de seguridad de 100 m a ambos lados del curso fluvial.
  - Distancias de seguridad de edificios residenciales, equipamientos y granjas de unos 125 m. Esta distancia ha sido empleada en países como Reino Unido.
  - Protección de captaciones de agua subterráneas para abastecimiento de la población y otros usos, asignando un perímetro de protección de 200 m de acuerdo con el Plan Hidrológico de la Demarcación Hidrográfica del Cantábrico Occidental.
  - Protección de acuíferos. Se ha excluido por su alta vulnerabilidad la Formación Gijón.
  
- Criterios de Compatibilidad con restricciones para la extracción de gas no convencional:
  - Formaciones arbóreas autóctonas, incluido un hábitat de interés comunitario no prioritario.
  - Montes de utilidad pública
  
- Las zonas sin restricciones, salvo las derivadas de la E.I.A, son aquellas en las que no concurren ninguno de los criterios anteriormente expuestos.

Se consideraron también la existencia de fallas activas (Base de Datos de Fallas Activas en el Cuaternario, QAFI) y áreas de riesgo potencial significativo de inundaciones (ARPSI). Existen fallas activas a más de 100 km de la zona de estudio y no existen ninguna zona catalogada como ARPSI en el área de trabajo, por lo que no se han considerado como criterio.

El resultado final es el “Mapa de planificación territorial preliminar de la extracción de gas no convencional por fracturación hidráulica. Zona piloto”, a escala 1:25000, que se adjunta en el

Anexo I. En el mismo, se han definido las siguientes categorías: zonas Incompatibles o de exclusión de la actividad que representan el 79% del área de estudio, zonas compatibles con restricciones que suponen el 3% de la superficie total, y zonas compatibles sin restricciones que representan el 18% del área ordenada.

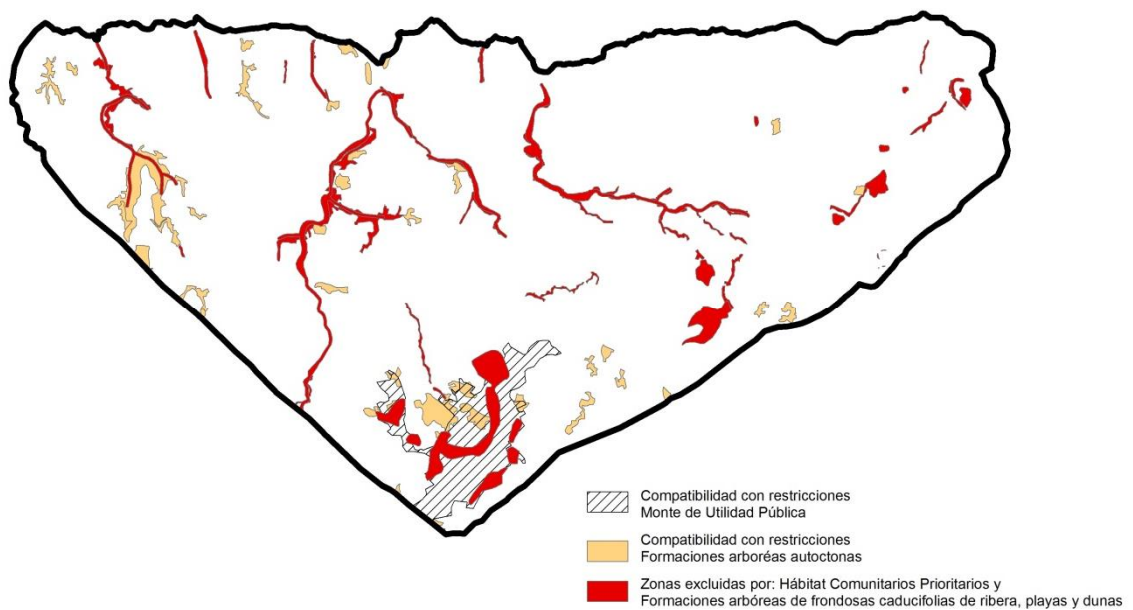
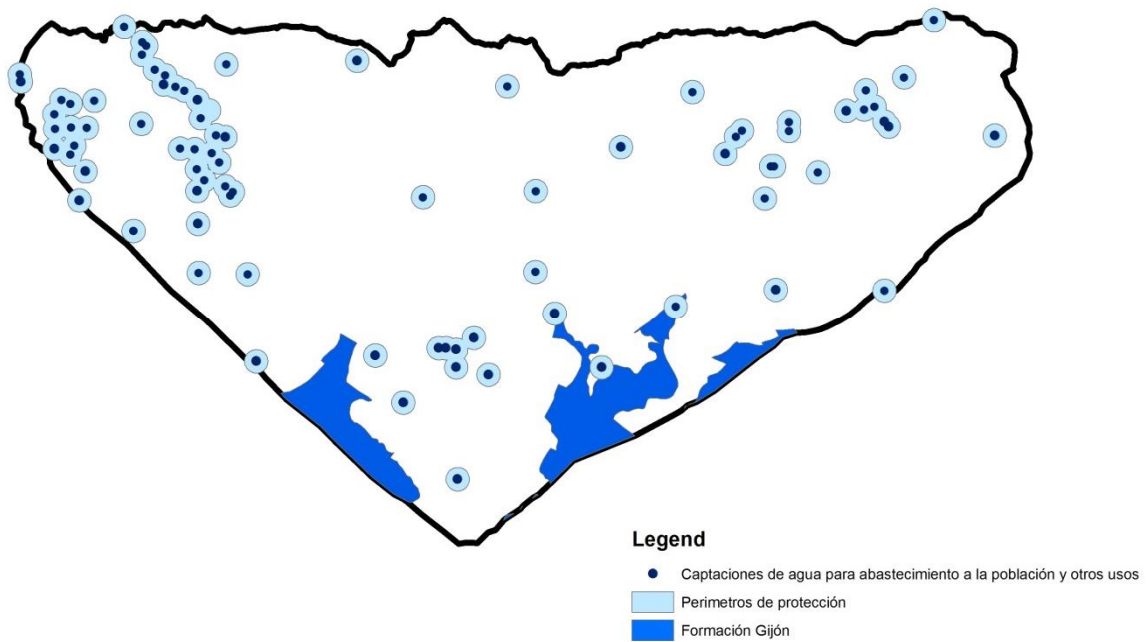


Figura 7.1. Criterios aplicados en la Planificación Preliminar. Aguas subterráneas y captaciones de agua para abastecimiento a la población y otros usos. Vegetación, montes de utilidad pública y playas y dunas.

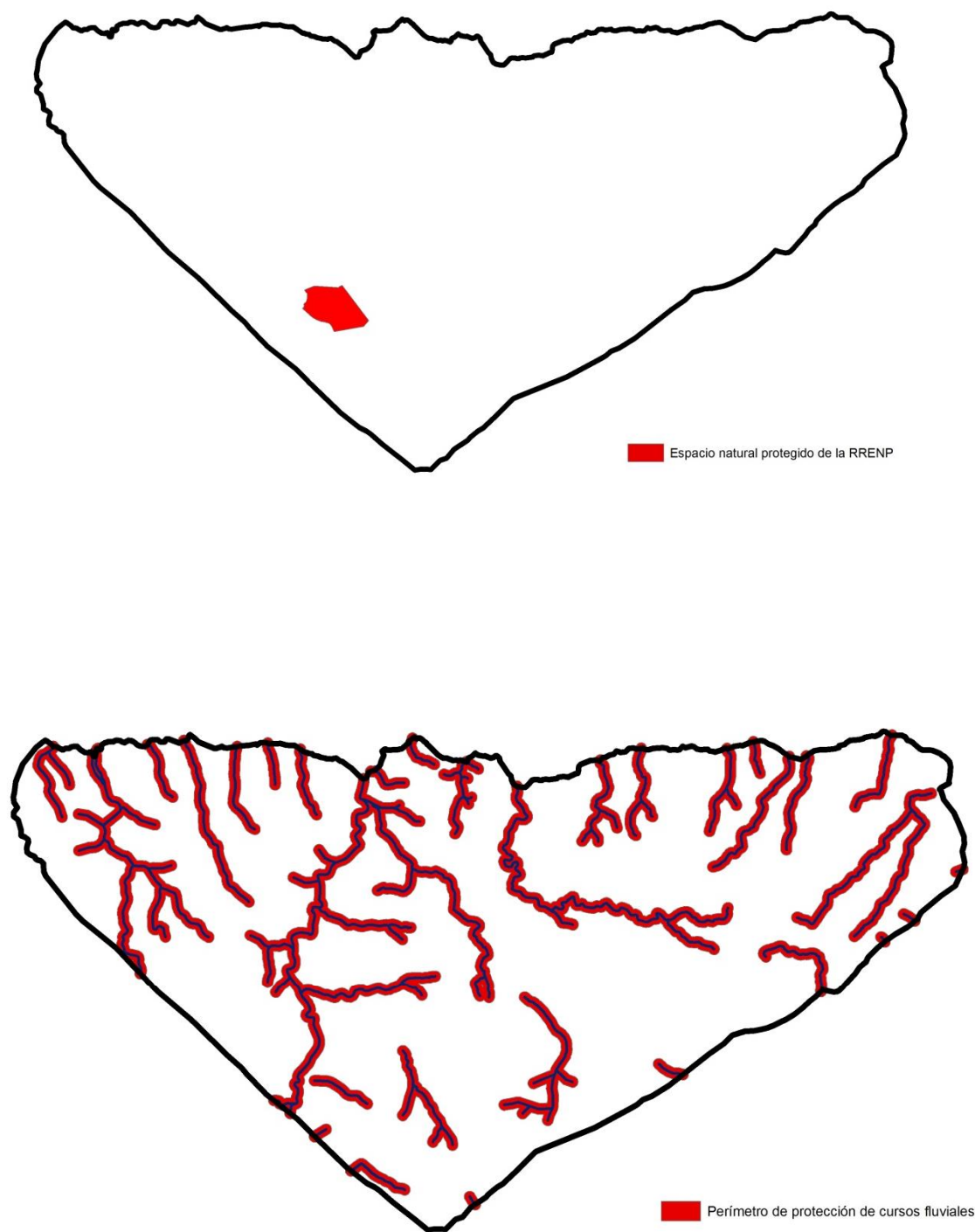
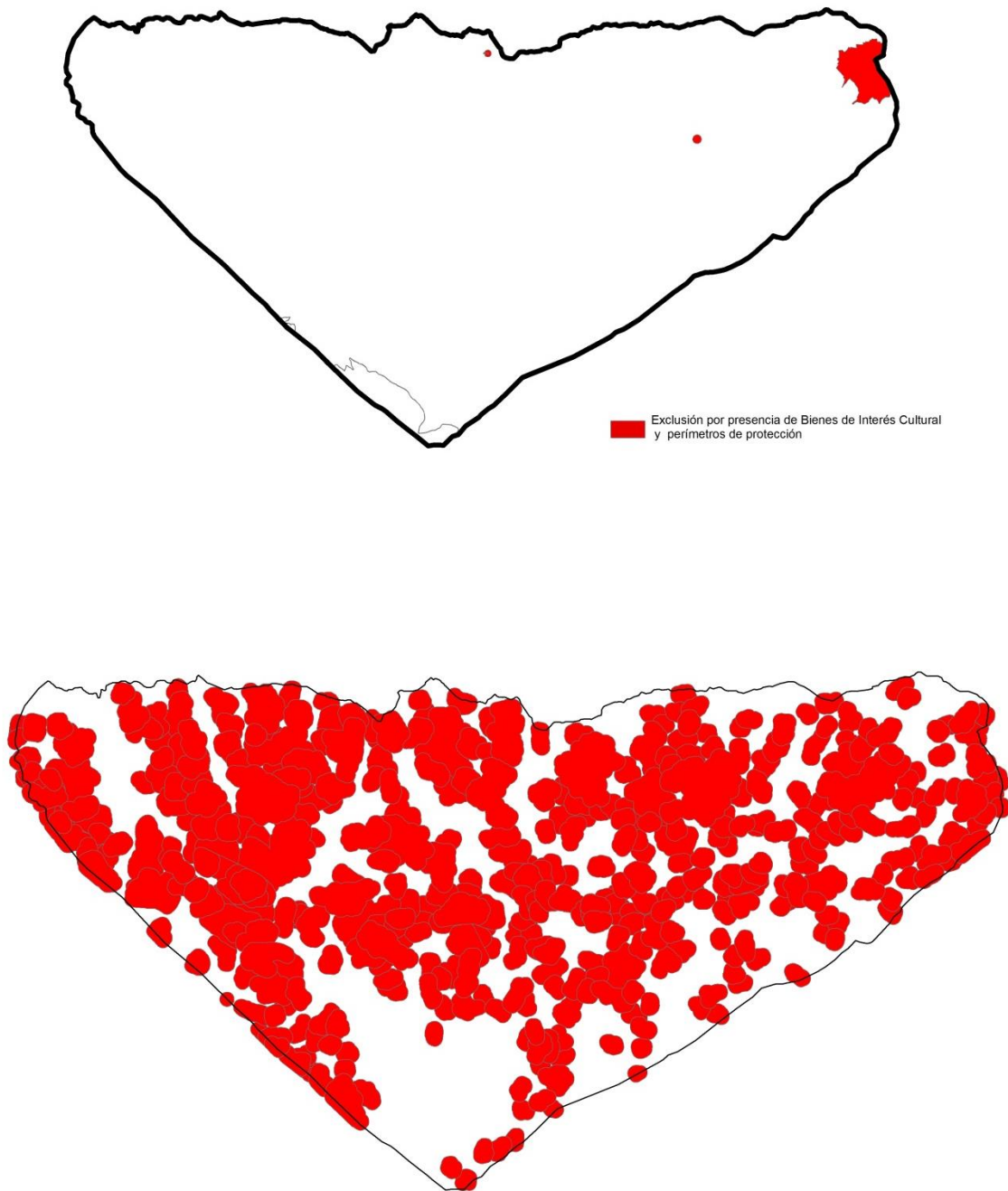


Figura 7.2. Criterios aplicados en la Planificación Preliminar. Espacios naturales protegidos y protección de ríos y riberas.



**Figura 7.3. Criterios aplicados en la Planificación Preliminar. Bienes de Interés Cultural y perímetros de protección. Edificios residenciales, equipamientos y granjas con un perímetro de protección de 125 m.**