



**ACUERDO DE COLABORACIÓN PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS Y TRABAJOS RELACIONADOS CON EL GAS NO CONVENCIONAL ENTRE EL ENTE VASCO DE LA ENERGÍA (EVE) Y LA CÁTEDRA DE ENERGÍA DEL INSTITUTO VASCO DE COMPETITIVIDAD (ORKESTRA)**

En Bilbao, a 19 de Junio de 2013

**INTERVIENEN**

De una parte, **Dña. Pilar Urruticoechea Uriarte**, con D.N.I. 14.946.029-P, en nombre y representación del **ENTE VASCO DE LA ENERGÍA** (en adelante "EVE") con domicilio en Alameda de Urquijo, 36 -1º, de Bilbao y C.I.F. Q5150001E, en su condición de Consejera-Directora General y en virtud de los poderes que tiene otorgados en virtud de escritura otorgada ante el Notario de Bilbao Don José Antonio Isusi Ezcurdia, con fecha 13 de Marzo de 2013 y nº 918 de su protocolo, poder que no le ha sido derogado.

De otra parte, **D. Ignacio Mª Echeberria Monteberría** con D.N.I. nº 15097524-W en nombre y representación del **ORKESTRA - Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto)** (en adelante "ORKESTRA") con domicilio en Mundaiz 50, San Sebastián, y C.I.F. G95183828. Actúa en el presente acto en su condición de representante legal de la mencionada Institución, en virtud de escritura otorgada ante el Notario de Bilbao Don José Antonio Isusi Ezcurdia, con fecha 23 de noviembre de 2011 y nº 4298 de su de su protocolo, poder que no le ha sido derogado.

Está también presente en este acto, **D. Emillano López Atxurra**, con D.N.I. nº 15.920.332-P, Presidente del Comité de Patronos de **LA CÁTEDRA DE ENERGÍA-ORKESTRA - Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto)** (en adelante la "CÁTEDRA")

Ambas partes se reconocen mutuamente capacidad jurídica suficiente y necesaria para este acto y suscriben el acuerdo, a cuyo efecto

**EXPONEN**

- I. Que el EVE, ente público de derecho privado adscrito al Departamento de Industria, Innovación, Comercio y Turismo que se rige por la Ley de creación 9/1982, de 24 de noviembre, modificada por la Ley 7/1998 de 13 de marzo, fue constituido para atender a las necesidades energéticas de la Comunidad Autónoma del País Vasco (CAPV).
- II. Que el EVE, desde su constitución, ha promovido la satisfacción de las necesidades energéticas de la CAPV, impulsando y participando, en el desarrollo de infraestructuras gasistas de Euskadi en las diferentes actividades del sector, tales como, transporte, distribución, regasificación, prospección de hidrocarburos, etc.

De conformidad con la estrategia 3E 2020, el EVE a través de su Sociedad de Hidrocarburos (SHESA), participa en diversos proyectos de exploración de gas llevando a cabo, con las autorizaciones administrativas pertinentes, las actuaciones que permiten conocer la existencia de recursos en materia de hidrocarburos.



En esta línea, el EVE está interesado, en la adquisición de conocimiento, con rigor científico, sobre gas no convencional y los impactos, que la exploración de dicho gas (ventajas y desventajas) pueda tener en la sociedad, antes de fijar una postura para una posible y futura exploración del recurso.

III. Que ORKESTRA – Instituto Vasco de Competitividad, es un centro para el análisis y debate cuyos principales objetivos son:

- Analizar la competitividad de la economía y la sociedad vasca, en el cambiante marco de las relaciones económicas globales.
- Reflexionar sobre las sendas apropiadas para la mejora de la competitividad del sistema productivo y del bienestar de los ciudadanos.
- Evaluar el impacto de las políticas (públicas y privadas) y las herramientas aplicables para la mejora de la competitividad.
- Construir y proponer, con los actores socioeconómicos, las estrategias de competitividad apropiadas.

Dentro de la organización y estructura de ORKESTRA, la Cátedra de Energía persigue aportar elementos al debate sobre las posibles soluciones que permitan el logro de una energía económicamente eficaz, medioambientalmente sostenible y que contribuya al desarrollo competitivo e industrial.

La Cátedra de Energía, ha llevado a cabo análisis, estudios, publicaciones y ha organizado jornadas y seminarios contando siempre con la capacitación técnica y experiencia necesaria para ello.

IV. Que ambas partes están interesadas en profundizar en el análisis de los diferentes aspectos relacionadas con el desarrollo del gas no convencional.

En consecuencia, las partes están interesadas en la firma de un acuerdo de colaboración y a cuyos efectos, acuerdan suscribir el presente documento con arreglo a las siguientes

## ESTIPULACIONES

### 1.- OBJETO DEL ACUERDO

El objeto del presente Acuerdo de Colaboración es regular la relación entre el EVE y ORKESTRA, con el fin de que la CÁTEDRA desarrolle conjuntamente con el EVE trabajos relativos al Gas No Convencional.

Fruto de la colaboración entre las partes, se elaborará un Informe/Estudio sobre el Gas No Convencional (en adelante "ESTUDIO"), que será liderado y dirigido, por la CÁTEDRA.

Para la elaboración del citado ESTUDIO se contará, además de con la colaboración y asistencia de los medios tanto técnicos como humanos del EVE, con el apoyo de la organización de la CÁTEDRA tal como se indica más adelante.



La CÁTEDRA, basándose en sus recursos y en su experiencia, organizará, preparará y llevará a cabo la investigación. Para ello realizará tanto labores de estudio basadas en la metodología y en la experiencia existente, en los recursos propios, y en un grupo de estudio ad-hoc. Dicho grupo se determinará por la Dirección del ESTUDIO de la CÁTEDRA tras proponerlo el Comité de Seguimiento.

La dirección del ESTUDIO se realizará por la dirección de la CÁTEDRA y cubrirá los aspectos tecnológicos y medioambientales del gas no convencional y, en particular, del "shale gas" teniendo el siguiente alcance:

1. Introducción. El papel del gas natural. Situación y perspectivas. Visión global de Europa y España.
2. ¿Qué es el gas no convencional?
3. Los recursos y reservas de gas natural convencional y no convencional. La situación en España y el País vasco.
4. Las tecnologías de la exploración del gas no convencional "Shale Gas".
5. Las tecnologías de la extracción del gas no convencional "Shale Gas".
6. Aspectos medioambientales de la extracción del gas no convencional.
7. Regulación básica de la exploración y extracción de gas no convencional en España y el País Vasco.

La CÁTEDRA realizará la labor de investigación y análisis sobre el tema; en particular, en la revisión y examen de la literatura, y la valoración y contraste de la información, que sobre los diferentes aspectos del ESTUDIO se consideren convenientes o necesarios.

En el marco del acuerdo de colaboración la CÁTEDRA preparará también las reuniones del Comité de Seguimiento, encargándose de la secretaría del mismo.

El estudio estará soportado y revisado por un Comité Asesor constituido por un presidente y varios miembros. Todos ellos deberán ser personas relevantes, de instituciones conocidas o relacionadas con el gas no convencional.

La CÁTEDRA identificará a las personas que considere relevantes para dicho Comité tanto del País Vasco, como de España y del ámbito internacional. Llevará a cabo la labor de búsqueda, identificación de sus miembros y los propondrá al Comité de Seguimiento. Asimismo propondrá, si es el caso, la organización de reuniones del Comité Asesor con el fin de contrastar y evaluar los borradores del ESTUDIO.

Tanto en la elaboración del documento como en las labores de coordinación con los miembros del Comité Asesor, la Cátedra prestará particular atención a los temas claves o estratégicos y pondrá de relieve los mismos al Comité de Seguimiento.

## 2.- VIGENCIA DEL ACUERDO

El presente Acuerdo permanecerá vigente hasta el 31 de Diciembre de 2013, pudiendo las partes, antes de su finalización, optar por prorrogarlo en las condiciones, que de mutuo acuerdo, se consideren oportunas.



### 3.- CONDICIONES DEL ACUERDO

- Con objeto de llevar a buen término los trabajos descritos en la estipulación 1, cada una de las partes pondrá a disposición del presente Acuerdo de Colaboración aquellos medios tanto técnicos como humanos que se consideren necesarios.
- La CÁTEDRA pondrá a disposición del ESTUDIO los recursos humanos, la experiencia y el conocimiento del sector.
- Por su parte, el EVE aportará un máximo de 50.000€ (IVA excluido) que se destinará íntegramente a sufragar las actividades del grupo de estudio, del personal de la CÁTEDRA que realice los trabajos indicados y de la dirección del ESTUDIO, con el alcance estipulado en el primer punto. Asimismo, se destinará a los viajes del personal de la CÁTEDRA y del grupo de estudio que resulten necesarios, así como, a los gastos y trabajos vinculados al ESTUDIO.
- La citada aportación del EVE vendrá, en todo caso, justificada por la CÁTEDRA de modo que los importes abonados se correspondan con resultados de los trabajos realizados y con el efectivo grado de avance del ESTUDIO. En particular, y sujeto a la aprobación de la Comisión de Seguimiento, se acuerdan cuatro hitos para el pago del importe de la forma siguiente: 6.000€ a la entrega del apartado 1; 14.000 € a la entrega de los apartados 2 y 4; 20.000€ a la entrega de los apartados 3 y 5; 10.000€ a la entrega de los apartados 6 y 7 y del ESTUDIO completo, según la estipulación 1.
- La CÁTEDRA presentará periódicamente a la Comisión de Seguimiento, información sobre el programa de los trabajos realizados, en curso y, en particular, los documentos correspondientes a los hitos de pago indicados.
- La Comisión de Seguimiento señalada en la estipulación 5 analizará la posibilidad de organizar reuniones del Comité Asesor y un/unos Seminario/s Interno/s para la presentación de los trabajos fruto del presente Acuerdo y al que se pueden convocar a expertos en Gas No Convencional.

Los miembros de la Comisión de Seguimiento determinarán el alcance y presupuesto de los citados reuniones/seminarios. La organización de las citadas reuniones y seminarios, así como los costes de su posible organización e invitación de ponentes o asistentes, no se encuentran dentro del alcance ni del importe económico previsto en este Acuerdo.

### 4.- TERCERAS PARTES

Ambas partes se muestran abiertas a la posible participación de terceras Instituciones en el desarrollo de los trabajos objeto del ESTUDIO. En todo caso, la participación de terceras instituciones deberá contar con el expreso consentimiento previo de las dos partes.

Las Instituciones que contribuyesen al ESTUDIO se integrarían en el mismo con el nivel de responsabilidad y de forma coherente con su prestigio, experiencia y aportación de trabajos al mismo.



## 5.- COMISIÓN DE SEGUIMIENTO

Para el desarrollo y buen fin de este Acuerdo, se crea una Comisión de Seguimiento, integrada por cuatro (4) responsables nombrados a partes iguales entre EVE y ORKESTRA

A estos efectos:

- EVE designa a Dña. Pilar Urruticoechea Uriarte y D. Álvaro Colón Barriocanal
- ORKESTRA designa a D. Eloy Álvarez Pelegry y otra persona a designar por la Dirección de la CÁTEDRA.

La Comisión de Seguimiento tendrá las siguientes funciones:

- a) Desarrollar todos los campos de actividad recogidos en el objeto de este Acuerdo.
- b) Evaluar el resultado de los trabajos, al menos, en la tercera semana de Septiembre, y en el mes de Diciembre, y en particular, para dar comentarios y en su caso aprobar el alcance de los trabajos realizados, ligados a los hitos del trabajo y de pagos, contemplados en la estipulación 3.
- c) Estudiar, evaluar y proponer las posibles modificaciones de los objetivos del Acuerdo y las alteraciones de las circunstancias concretas reflejadas en los mismos.
- d) Interpretar el Acuerdo y resolver, en primera instancia, las controversias que surjan en la interpretación o cumplimiento de lo pactado.
- e) Actuar como vehículo de transmisión de todas las informaciones y comunicaciones que, con carácter global, sean de interés para las partes. Asimismo, velar por la confidencialidad de las informaciones resultantes.
- f) Cualesquiera otras que se encaminen al cumplimiento del Acuerdo o a su desarrollo conforme a los intereses de ambas partes.

La Comisión de Seguimiento se reunirá cada 5-6 semanas (excluyendo el mes de agosto) o a solicitud de cualquiera de las partes.

## 6.- MODIFICACIÓN DEL ACUERDO

Cualquier modificación, que se produzca en las estipulaciones, cláusulas y condiciones de este Acuerdo, deberá realizarse con el acuerdo expreso de ambas partes y redactarse como cláusula modificativa que se incorpore al documento original.

## 7.- CAUSAS DE RESOLUCIÓN

El incumplimiento por alguna de las partes de los compromisos asumidos en este Acuerdo, facultará a la otra para solicitar la resolución del mismo.



En caso de resolución, las Partes de común acuerdo determinarán las condiciones para su finalización y el pago de las consiguientes compensaciones económicas, si las hubiera.

## 8.- INTERPRETACIÓN DEL ACUERDO Y ARREGLO DE DISPUTAS

La resolución de los problemas de interpretación que pueda plantear el presente Acuerdo o su ejecución serán resueltos, si fuera posible, de mutuo acuerdo entre las partes antes de adoptarse cualquier otro procedimiento que fuera de aplicación.

En el caso de que no hubiera mutuo acuerdo, ambas partes acuerdan acudir a un Arbitraje de Derecho de conformidad con lo establecido en la Ley 60/2003, de 23 de Diciembre, de Arbitraje, designando a tal efecto como árbitro al Ilmo. Sr. Decano del Colegio de Abogados del Señorío de Vizcaya.

Y para que conste y en prueba de conformidad se firma el presente Acuerdo de Colaboración, por duplicado ejemplar, en el lugar y fecha indicados.

Por el EVE

Dña. Pilar Urruticoechea Uriarte

Por ORKESTRA

D. Ignacio Mª Echeberria Monteberría

Por el Comité de Patronos de la Cátedra de Energía

D. Emiliano López Atxurra

Bilbao, 20 de junio de 2013

Muy Sr. Mío,

En relación con los estudios y trabajos, relacionados con el gas no convencional, que la Cátedra de Energía de Orkestra pudiese realizar para el Ente Vasco de Energía, en el marco de un posible Acuerdo de Colaboración; en los que sea de utilidad considerar precios para la dirección de trabajos o de investigadores; estos son los que se indican a continuación.

	€/hora
Director de la Cátedra	120
Doctor Investigador	60
Investigador No Doctor	50
Secretaria	30

Los precios anteriormente indicados no incluyen el IVA correspondiente. Los pagos se realizarán a treinta días de la presentación de la factura.

Confiado que esta información pueda ser de utilidad, aprovecho la ocasión para saludarle muy atentamente, recibe un cordial saludo,

Firma,



Ibon Gil de San Vicente  
Director Adjunto de la Dirección General  
Instituto Vasco de Competitividad/Orkestra

Recibí y Conforme

Firma,



Pilar Urruticochea Uriarte  
Directora General  
Ente Vasco Energía



**NOVACIÓN DEL ACUERDO DE COLABORACIÓN PARA EL DESARROLLO  
DE ESTUDIOS Y TRABAJOS RELACIONADOS CON EL GAS NO  
CONVENCIONAL ENTRE EL ENTE VASCO DE LA ENERGÍA (EVE) Y LA  
CÁTEDRA DE ENERGÍA DEL INSTITUTO VASCO DE COMPETITIVIDAD  
(ORKESTRA)**

En Bilbao (Bizkaia), a 1 de enero de 2014

**REUNIDOS**

De una parte, **DÑA. PILAR URRUTICOCHEA URIARTE**, mayor de edad, con D.N.I. número 14.946.029-P, en su condición de Directora General, en nombre y representación del ENTE VASCO DE LA ENERGÍA (en adelante, "EVE"), con domicilio social en Edificio Plaza Bizkaia, C/Alameda de Urquijo, nº36, 48011, Bilbao, provista de C.I.F. número Q5150001E.

Y de otra parte, **D. IGNACIO Mª ECHEBERRIA MONTEBERRIA**, mayor de edad, con D.N.I. 15.097.524-W, en su condición de Presidente, en nombre y representación del INSTITUTO VASCO DE COMPETITIVIDAD – FUNDACIÓN DEUSTO (en adelante, "ORKESTRA"), con domicilio social en calle Mundaiz, nº 50, Donostia – San Sebastián (Gipuzkoa), provista de C.I.F. número G-95.183.828.

En adelante, EVE y ORKESTRA serán asimismo denominados conjuntamente como las "Partes" e individualmente como la "Parte".

Las Partes, con el carácter que intervienen, se reconocen mutuamente plena capacidad para el otorgamiento del presente convenio y, a su efecto

**EXPONEN Y ACUERDAN**

- me*
- I. Que en fecha 19 de junio de 2013, las Partes suscribieron un acuerdo de colaboración por medio del cual se regulaba la relación entre EVE y ORKESTRA con el fin de que la CÁTEDRA desarrollara conjuntamente con EVE trabajos relativos al Gas no Convencional (en adelante el "Acuerdo de Colaboración").
  - II. Que en la Estipulación 2 del Acuerdo de Colaboración se establecía una vigencia del mismo hasta el 31 de diciembre de 2013. Sin perjuicio de lo anterior, las Partes se reservaron la facultad de prorrogarlo en las condiciones que, de mutuo acuerdo, considerasen oportunas.
  - III. Que habiendo llegado la fecha de vencimiento del Acuerdo de Colaboración, las Partes convienen en extender la duración del mismo hasta el 31 de marzo de 2014, en los mismos términos y condiciones.



**EVE** | Ente Vasco  
de la Energía

**Orkestra**  
INSTITUTO VASCO  
DE COMPETITIVIDAD  
FUNDACIÓN DEUSTO

En prueba de conformidad, las partes firman el presente documento, por duplicado y a un solo efecto, en el lugar y fechas indicadas.

**ENTE VASCO DE LA ENERGÍA**  
**Por: DÑA. PILAR URRUTICOECHEA**  
**Fdo:**

**INSTITUTO VASCO DE COMPETITIVIDAD (FUNDACIÓN DEUSTO)**  
**Por: D. IGNACIO M<sup>º</sup> ECHEBERRIA MONTEBERRIA**  
**Fdo:**

**ANEXO 1**

**ANEXO AL ACUERDO DE COLABORACIÓN PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS Y TRABAJOS RELACIONADOS CON EL GAS NO CONVENCIONAL ENTRE EL ENTE VASCO DE LA ENERGÍA (EVE) Y LA CÁTEDRA DE ENERGÍA DEL INSTITUTO VASCO DE COMPETITIVIDAD (Orkestra) de 19 de junio de 2013**

En Bilbao, a 1 de julio de 2014

**I. Antecedentes**

Con fecha 19 de junio de 2013, el EVE y Orkestra suscribieron el citado acuerdo de colaboración que fue novado con fecha 1 de enero de 2014. En dicho acuerdo se contempla la realización de un estudio sobre *shale gas* (en adelante el "informe") y la identificación de expertos internacionales sobre el ámbito del gas no convencional (en adelante "expertos") que revisasen y soportasen el informe resultante.

Concluida la elaboración del informe e identificado el panel de expertos a los que someter el mismo es el momento de iniciar los trabajos que se contemplan en este acuerdo.

**Justificación y alcance del trabajo**

Teniendo en cuenta el interés de las partes en que los expertos identificados revisen el informe y aporten su criterio especializado, se considera pertinente ampliar el alcance del trabajo contemplado en el Acuerdo de 19 de junio de 2013 en lo que se describe a continuación:

- a. Contacto con los expertos. Además, se identificará y complementará el listado de expertos a la luz de la evolución del informe y de las opiniones recibidas.
- b. Obtención de las respuestas por parte de los expertos y posterior gestión de las mismas. Análisis detallado de los dictámenes de los expertos para su encaje en el estudio principal.
- c. Elaboración de un nuevo documento (en adelante informe contrastado) y revisión del conjunto del mismo, adaptando las materias con las consideraciones realizadas por los distintos expertos.
- d. Aclaraciones con los expertos respecto a sus valoraciones y en su caso una posible reunión de los expertos; "advisory group" y/o del "reviewers group".
- e. Finalmente se desarrollará una labor de edición, maquetación y formato del informe revisado, para su envío a la imprenta y revisión de las pruebas. Este documento tendrá una versión en inglés y otra en castellano. El documento se imprimirá en una edición de 100 ejemplares, en principio, según los formatos de las últimas publicaciones de la Cátedra de Energía de Orkestra.

**II. Condiciones Económicas**

El precio de este trabajo según estimación de horas y en base a los precios horarios para la dirección de trabajos e investigadores (Director de la Cátedra, Doctor investigador, Investigador no doctor y Secretaría), será de un máximo de 38.000 € (impuestos indirectos no incluidos).

En todo caso, el precio del presente acuerdo no incluye los gastos de viaje que pudieran ser necesarios en la realización de las reuniones de los expertos.

El pago se hará tras emisión de factura por parte de Orkestra con el siguiente calendario previsto:

- 35% a la revisión por parte del EVE y su aceptación del documento que incorpore los textos que se consideren de todos los expertos; y
- el 65% restante a la aceptación por parte del EVE del informe revisado y de su publicación en papel y en la web.

### **III. Plazo de ejecución**

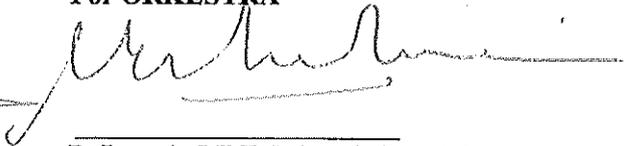
El plazo para la realización de este trabajo es el 30 de noviembre para el primer informe contrastado en inglés y la primera semana de febrero para el informe en castellano. En marzo de 2015 estarán los informes definitivos, editados y publicados en inglés y castellano.

**Por EVE**



**Dña. Pilar Urruticoechea Uriarte**

**Por ORKESTRA**



**D. Ignacio M<sup>a</sup> Echeberria Monteberría**

## ANEXO 2

# ANEXO AL ACUERDO DE COLABORACIÓN PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS Y TRABAJOS RELACIONADOS CON EL GAS NO CONVENCIONAL ENTRE EL ENTE VASCO DE LA ENERGÍA (EVE) Y LA EL INSTITUTO VASCO DE COMPETITIVIDAD (Orkestra) de 19 de junio de 2013

En Bilbao, a 1 de julio de 2014

### I. Antecedentes

Con fecha 19 de junio de 2013, el EVE y Orkestra suscribieron el citado acuerdo de colaboración que fue novado con fecha 1 de enero de 2014. En dicho acuerdo se contemplaba la realización de un estudio sobre *shale gas* (en adelante el "informe").

Concluida la elaboración del informe se ha considerado oportuno realizar un documento de carácter didáctico que permita mediante su difusión un conocimiento general y técnico de lo que supone el gas no convencional.

### Justificación y alcance del trabajo

La elaboración de un informe que llevará como título provisional "Gas no convencional. Desafíos y oportunidades", (en adelante informe de difusión), que recoja entre otros los aspectos más relevantes o significativos del informe sobre *shale gas*, incluyendo de forma preliminar y orientativa, entre otros, los aspectos medioambientales y de impacto económico, con una extensión entre 40-60 páginas, de carácter técnico y con una estructura y contenido que haga factible la comunicación al público y partes interesadas y su entendimiento por los no especializados.

Dicho informe de difusión, que tendría una versión en castellano y otra en inglés, tendrá como referencia, entre otros, el informe sobre *shale gas* elaborado por la Cátedra de Energía de Orkestra, con un alcance correspondiente al índice preliminar que se señala a continuación:

### Index

#### SHALE GAS. CHALLENGES AND OPPORTUNITIES FOR SPAIN

##### 1. Introduction

##### 2. The role of natural gas. Situations and prospects

USA and the Shale Gas Revolution

The Shale Gas in the world

Spain and Basque Country

##### 2. What is unconventional gas?

Conventional

Unconventional

##### 3. Shale gas exploration and production

Exploration

Directional and horizontal drilling

Hydraulic fracturing (Fracking)

Hydraulic fracturing fluids

Production

Me  
R



**ACUERDO DE COLABORACIÓN PARA LA ELABORACIÓN DE UN ESTUDIO RELATIVO A LA POSIBLE IMPLANTACIÓN DE INCENTIVOS EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS, ENTRE LA SOCIEDAD DE HIDROCARBUROS DE EUSKADI, S.A. (SHESA) Y EL INSTITUTO VASCO DE COMPETITIVIDAD-FUNDACION DEUSTO (ORKESTRA)**

En Bilbao, a 16 de junio de 2014

**INTERVIENEN**

De una parte, Dña. **Pilar Urruticoechea Uriarte**, con D.N.I. 14.946.029-P, en nombre y representación de la **SOCIEDAD DE HIDROCARBUROS DE EUSKADI, S.A.** (en adelante "SHESA") con domicilio en Alameda de Urquijo, 36 -1º, de Bilbao y C.I.F. A48149462, en su condición de Presidenta y en virtud de las facultades que tiene otorgadas.

De otra parte, **D. Ignacio M<sup>a</sup> Echeberria Monteberría** con D.N.I. nº 15097524-W en nombre y representación del **INSTITUTO VASCO DE COMPETITIVIDAD-FUNDACIÓN DEUSTO** (en adelante "ORKESTRA") con domicilio a estos efectos en calle Mundaiz 50, San Sebastián y C.I.F. G5183828, en su condición de Presidente y en virtud de las facultades que tiene otorgadas.

Las partes se reconocen mutuamente capacidad jurídica suficiente y necesaria para este acto y suscriben el Acuerdo, a cuyo efecto

**EXPONEN**

- I. Que SHESA, Sociedad pública del Gobierno Vasco, tiene por objeto:
- La exploración, investigación y explotación de hidrocarburos líquidos, así como todas las actividades de transporte, almacenamiento, depuración y refino relacionadas con los mismos.
  - La exploración, investigación y producción de hidrocarburos gaseosos, la investigación de almacenamientos subterráneos de gas natural, así como todas las actividades en hidrocarburos gaseosos que no tengan carácter regulado conforme a la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos modificada por la Ley 12/2007.
- II. Que ORKESTRA, es un centro para el análisis y debate cuyos principales objetivos son:
- Analizar la competitividad de la economía y la sociedad vasca, en el cambiante marco de las relaciones económicas globales.
  - Reflexionar sobre las sendas apropiadas para la mejora de la competitividad del sistema productivo y del bienestar de los ciudadanos.
  - Evaluar el impacto de las políticas (públicas y privadas) y las herramientas aplicables para la mejora de la competitividad.
  - Construir y proponer, con los actores socioeconómicos, las estrategias de competitividad apropiadas.
- Handwritten initials: ME, PI*

Dentro de la organización y estructura de ORKESTRA, la Cátedra de Energía persigue aportar elementos al debate sobre las posibles soluciones que permitan el logro de una energía económicamente eficaz, medioambientalmente sostenible y que contribuya al desarrollo competitivo e industrial.

La Cátedra de Energía, ha llevado a cabo análisis, estudios, publicaciones y ha organizado jornadas y seminarios contando siempre con la capacitación técnica y experiencia necesaria para ello.

- III. Que ambas partes están interesadas en profundizar en analizar la posible implantación de incentivos a la exploración y explotación de hidrocarburos y sus consiguientes efectos económicos.

En consecuencia, las partes están interesadas en la firma de un Acuerdo de Colaboración y a cuyos efectos, acuerdan suscribir el presente documento con arreglo a las siguientes

## ESTIPULACIONES

### 1.- OBJETO DEL ACUERDO

El objeto del presente Acuerdo de Colaboración es regular la relación entre SHESA y ORKESTRA con el fin de desarrollar conjuntamente trabajos y estudios relativos la posible implantación de incentivos a la exploración y explotación de hidrocarburos y sus consiguientes efectos económicos

Fruto de la colaboración entre las partes, se elaborará un Informe/Estudio que tendrá por título "*Informe sobre incentivos para la exploración y explotación hidrocarburos*" (en adelante, "Informe").

### 2.- ALCANCE DEL INFORME

El Informe objeto del presente Acuerdo, tendrá el siguiente alcance:

- (i) En primer lugar se revisará el contexto internacional haciendo referencia a países del entorno donde existen o se están desarrollando incentivos para el desarrollo de hidrocarburos, en general, y del gas no convencional, en particular.

En este sentido se analizarán los casos del Reino Unido, Italia, Polonia y Portugal, dejando para un posible desarrollo posterior el caso de Texas, debido a la diferencia básica existente en dicho régimen, donde el propietario del subsuelo, puede no ser la Administración Pública, con lo que ello supone en el desarrollo de incentivos.

En este apartado se realizará un estudio comparativo de la normativa principal que regula estos temas, como la propiedad del suelo, el régimen de incentivos y otras cuestiones fiscales relacionadas, en los diferentes países, tratando de ofrecer algunas cifras relativas al volumen de incentivos que se generan, siempre que sea posible.

- (ii) En una segunda parte se llevará a cabo un ejercicio de posible aplicación a España identificando a modo de simulación los beneficios que podrían repercutir en las comunidades locales y en los residentes directamente involucrados en las que finalmente fuesen de aplicación los incentivos propuestos.

Mc.  
P1

Para ello se elaborarán una serie de supuestos, valorando el impacto en términos económicos, que la exploración y explotación de hidrocarburos podría tener en los residentes directamente involucrados, entendiéndose por estos, aquellos de la zona donde se lleve a cabo la actividad.

### 3.- PLAZO DE EJECUCIÓN

El plazo para la realización del Informe es el 30 de noviembre para una primera revisión y febrero de 2015 para la entrega de la versión definitiva.

En todo caso, las partes, antes de su finalización, podrán optar por prorrogarlo en las condiciones que de mutuo acuerdo se consideren oportunas.

### 4.- CONDICIONES DEL ACUERDO

El precio a abonar por SHESA a ORKESTRA por la elaboración del Informe sobre incentivos para la exploración y explotación de hidrocarburos, según estimación de horas y en base a los precios horarios para la dirección de trabajos e investigadores (Director de la Cátedra, Doctor investigador, Investigador no doctor y Secretaria) que se adjuntan a modo de Anexo I, asciende a 18.000€ (impuestos indirectos no incluidos).

El pago se hará tras emisión de factura por parte de ORKESTRA con el siguiente calendario previsto:

- o 10% del precio a la firma de este Acuerdo;
- o 25% a la aceptación por SHESA de un documento que incluya sus comentarios al borrador que se entregará por la Cátedra de Energía de ORKESTRA en noviembre;
- o y el 65% restante a la aceptación por parte de SHESA del informe final sobre incentivos para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Cada uno de los pagos parciales previstos se abonará en el plazo treinta (30) días naturales contados desde que ORKESTRA hubiera emitido y entregado correctamente a SHESA la oportuna factura y éste la hubiera aceptado.

### 5.- MODIFICACIÓN DEL ACUERDO

Cualquier modificación, que se produzca en las estipulaciones, cláusulas y condiciones de este Acuerdo, deberá realizarse con el acuerdo expreso de ambas partes y redactarse como cláusula modificativa que se incorpore al documento original.

### 6.- CAUSAS DE RESOLUCIÓN

El incumplimiento por alguna de las partes de los compromisos asumidos en este Acuerdo, facultará a la otra para solicitar la resolución del mismo. En caso de resolución, las Partes de común acuerdo determinarán las condiciones para su finalización y el pago de las consiguientes compensaciones económicas, si las hubiera.

*Handwritten signature*

## 7.- INTERPRETACIÓN DEL ACUERDO Y ARREGLO DE DISPUTAS

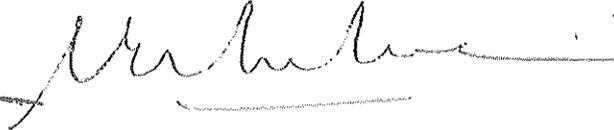
La resolución de los problemas de interpretación que pueda plantear el presente Acuerdo o su ejecución serán resueltos, si fuera posible, de mutuo acuerdo entre las partes antes de adoptarse cualquier otro procedimiento que fuera de aplicación.

En el caso de que no hubiera mutuo acuerdo, ambas partes acuerdan acudir a un Arbitraje de Derecho de conformidad con lo establecido en la Ley 60/2003, de 23 de Diciembre, de Arbitraje, designando a tal efecto como árbitro al Ilmo. Sr. Decano del Colegio de Abogados del Señorío de Vizcaya.

Y para que conste y en prueba de conformidad se firma el presente Acuerdo de Colaboración, por duplicado ejemplar, en el lugar y fecha indicados.

Por SHESA

Por ORKESTRA



Dña. Pilar Urruticoechea Uriarte

D. Ignacio Mª Echeberria Monteberría

# **Sobre incentivos para la exploración y explotación de hidrocarburos (*Shale gas*)**

---

Larrea Basterra, Macarena

Aretxabaleta Vázquez, Imanol

Álvarez Pelegry, Eloy

26 de febrero de 2015

Larrea Basterra, Macarena; Aretxabaleta Vázquez, Imanol; Álvarez Pelegry, Eloy

*ORKESTRA. IVC Universidad de Deusto*

*C/ Hermanos Aguirre nº 2, Edificio La Comercial, 2ª planta. 48014 Bilbao*

*Phone: 34 94.413.90.03- 3150. Fax: 94.413.93.39.*

Las opiniones, análisis y comentarios recogidos en este documento reflejan la opinión de los autores y no necesariamente de las instituciones a las que pertenecen.

Los autores desean agradecer a Claudia Olaya Suárez por su colaboración y aportaciones a este informe.

## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN .....	4
2.	ESTUDIO DE CASOS.....	5
2.1.	Reino Unido.....	5
2.2.	Italia.....	8
2.3.	Polonia.....	13
2.4.	Portugal.....	16
2.5.	Resumen.....	17
3.	SIMULACIÓN DE UNA POSIBLE APLICACIÓN DE INCENTIVOS POR LA E&P DE SHALE GAS AL CASO ESPAÑOL.....	21
3.1.	Compensación para el propietario del terreno.....	23
3.1.1.	Arrendamientos.....	23
3.1.2.	Compra del terreno.....	27
3.1.3.	Resumen .....	28
3.2.	Simulación de los incentivos para los agentes.....	29
3.2.1.	Incentivos y beneficios económicos en la fase de exploración .....	29
3.2.2.	Incentivo variable durante la fase de explotación.....	33
3.2.3.	Opciones sobre el destino de la recaudación obtenida por el impuesto sobre hidrocarburos .....	39
3.2.4.	Resumen .....	41
4.	ANEXO I. Incentivos a la exploración y explotación de hidrocarburos en Texas.....	42
5.	ANEXO II. Bono de hidrocarburos en Italia .....	45
6.	ANEXO III. Fórmulas empleadas .....	46
7.	ANEXO IV. Otros supuestos de simulación .....	47
8.	ANEXO V. Ejemplos de reparto de los fondos.....	49
9.	ANEXO VI. Proyecto de Ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos	52
10.	REFERENCIAS .....	55
11.	GLOSARIO .....	57

## 1. INTRODUCCIÓN

El presente informe trata de recoger, en primer lugar, referencias de aquellos casos en los que se están proponiendo incentivos para el desarrollo de hidrocarburos, en general, y del gas no convencional, en particular. En este sentido se analizan los del Reino Unido, Italia, Polonia y Portugal. En una segunda parte, se lleva a cabo un ejercicio de posible aplicación a España de incentivos por el desarrollo de *shale gas*<sup>1</sup>, llevándose a cabo simulaciones de los beneficios que podrían repercutir en las comunidades locales en las que finalmente fuesen de aplicación los incentivos propuestos, según diversas hipótesis y supuestos.

Se incluyen, además, varios anexos entre los que se encuentra el caso de Texas<sup>2</sup> por su singularidad, en comparación con el resto de países analizados; así como los resultados de otras simulaciones realizadas.

Finalmente, también se recoge en un anexo un resumen de los principales puntos, relacionados con el tema de este informe, del proyecto de Ley por el que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, de 16 de enero de 2015.

---

<sup>1</sup> En este estudio se analiza en especial, para el caso español, los incentivos para el desarrollo de *shale gas*, no considerando el *tight gas* ni el *coal bed methane*. Se utilizará también la denominación de *shale gas* como gas de esquisto.

<sup>2</sup> Ver anexo I.

## 2. ESTUDIO DE CASOS

### 2.1. Reino Unido

En este apartado se realizan unos apuntes sobre régimen de propiedad de las reservas de petróleo y gas en el Reino Unido. Asimismo, se trata de describir, principalmente, los incentivos destinados a las comunidades locales que el Gobierno británico pretende implantar para el desarrollo de la exploración y explotación del *shale gas*, en base al esquema y a los principios propuestos por United Kingdom Onshore Oil and Gas<sup>3</sup> (UKOOG). Por último, se define el término *business rate* para su mejor comprensión, describiendo su metodología de cálculo y los agentes involucrados en el mismo. No se tratan aquí los incentivos existentes para la exploración y producción (E&P) del gas convencional.

En el Reino Unido los derechos sobre el petróleo y gas pertenecen a la Corona británica y, en los procesos de autorización y concesión de licencias (véase apartado 7 del documento "Shale gas study"), no se contempla compensación o incentivos para las comunidades y lugares donde se desarrolle la perforación para la obtención de gas no convencional.

En cuanto a las medidas para el desarrollo del *shale gas*, ya en marzo del año 2013 (HM Treasury, 2013b) el Gobierno británico anunció, entre otros aspectos relacionados con la materia, que introduciría un "régimen fiscal generoso" en aras de promover la inversión temprana en la E&P del gas no convencional, así como para aportar certidumbre a la industria en cuanto al tratamiento fiscal aplicable a largo plazo en las actividades relacionadas con la extracción de gas de esquisto.

Por otra parte, el Gobierno mostró su compromiso de someter a consulta pública, en julio de ese mismo año<sup>4</sup>, los detalles del paquete de medidas propuesto, para posteriormente precisar y trabajar sobre los desarrollos legislativos necesarios para su puesta en marcha. Dichas medidas toman como base el actual régimen tributario por el que se rigen las operaciones de E&P de petróleo y gas convencional, introduciendo una serie de modificaciones y singularidades para su aplicación a la actividad de E&P de gas no convencional.

Otro hecho relevante que muestra el interés por el rápido desarrollo de esta industria fue la creación de la Office of Unconventional Gas and Oil (OUGO) como división del Department of Energy & Climate Change (DECC). Este organismo es responsable, entre otras cosas, de fomentar y supervisar el desarrollo energético en el Reino Unido, así como los procedimientos de licitación, con el objetivo de asegurar el "mejor" uso de los recursos naturales<sup>5</sup>.

---

<sup>3</sup> Grupo de Operadores de Petróleo y Gas en Tierra del Reino Unido.

<sup>4</sup> Para ver el resultado de dicha consulta véase (HM Treasury, 2013c).

<sup>5</sup> Para saber más acerca del OUGO véase <https://www.gov.uk/government/groups/office-of-unconventional-gas-and-oil-ougo>.

En lo que a incentivos para las comunidades locales se refiere, ya desde principios del año pasado existía un compromiso explícito de asegurar que las mismas se beneficiasen de las actividades de los emplazamientos situados dentro de sus Concejos (*Councils*). En este sentido, el UKOOG realizó la siguiente propuesta<sup>6</sup>.

Una vez concedida la licencia y comenzadas las operaciones de perforación exploratorias, por cada emplazamiento piloto de exploración se aportarán 100.000 £ para la comunidad local. Los principios a aplicar en la fase piloto serían los siguientes: a) el sistema debe ser independiente de la industria, operadores u organizaciones políticas, b) los fondos deberán ser administrados y distribuidos por una organización con experiencia y honestidad, c) las comunidades deben tener el papel principal en la identificación de las prioridades locales para los fondos y d) los fondos se emplearán para su utilización por parte de la comunidad.

Para garantizar que dichos fondos comunitarios son administrados y distribuidos de forma independiente de los operadores de UKOOG, en nombre de la industria y los operadores de petróleo y gas en tierra, se ha asociado con las UK Community Foundations (UKCF)<sup>7</sup>.

En cuanto a la producción, implicaría compartir el 1% de los ingresos de cada pozo de producción. Asimismo, de acuerdo con el comunicado que en enero de 2014 realizó el Primer Ministro David Cameron<sup>8</sup>, las autoridades locales podrán mantener el 100% de los *business rates* recaudados de los emplazamientos de *shale gas*. Según las estimaciones del Gobierno, por cada emplazamiento típico de 12 pozos obtendrían 1,7 M£ anuales.

*Business rates*<sup>9</sup> es el nombre comúnmente utilizado para los impuestos no domésticos (*non-domestic rates*) en Inglaterra y Gales. Se trata de un impuesto que grava la propiedad no utilizada con fines domésticos. En el caso de que parte de la propiedad fuera utilizada para fines tanto domésticos como no domésticos, (por ejemplo, una persona que trabaja en casa), parte de ella se gravará a través de los impuestos municipales y, la otra, a través de los *business rates*<sup>10</sup>.

---

<sup>6</sup> Para un análisis más detallado de la evolución de las propuestas de incentivos tanto para las comunidades locales como para la industria véase (HM Treasury, 2013a); (HM Treasury, 2013d) y (White, Fell, Smith, & Keep, 2014).

<sup>7</sup> UKCF es la organización que agrupa a todas las fundaciones comunitarias, prestando asesoramiento filantrópico a los clientes y toma las decisiones de entrega de los programas de becas en todo el Reino Unido. Proporciona asesoramiento y apoyo a sus miembros y fundaciones y tienen un objetivo simple: ayudar a construir comunidades prósperas.

<sup>8</sup> <https://www.gov.uk/government/news/local-councils-to-receive-millions-in-business-rates-from-shale-gas-developments>.

<sup>9</sup> Conceptualmente se considera que es similar al Impuesto de Actividades Económicas vigente en España.

<sup>10</sup> Existen ciertas excepciones en el pago de este impuesto, éstas son algunas de ellas; las granjas y sus tierras (con exclusión de los edificios utilizados como oficinas o para otras actividades económicas), piscifactorías, lugares de culto religioso público y los edificios utilizados para la formación o el bienestar de las personas con discapacidad.

Son las autoridades locales<sup>11</sup> las encargadas de recaudar las cuantías de los impuestos en su territorio y entregar las mismas al Gobierno Central. Éste, a su vez, redistribuye lo recaudado entre los diferentes Consejos de acuerdo con una fórmula basada en el tamaño de la población.

Para conocer el funcionamiento de estos impuestos es importante identificar quién tiene que hacer frente a su pago. Normalmente es el ocupante de la propiedad quien ha de realizar el pago que, generalmente, suele ser el propietario o arrendatario del mismo. En el caso de que la propiedad esté vacía, el propietario o el arrendatario, deberá seguir pagando las tasas una vez finalizado el periodo de "vacío". Este periodo abarca los tres primeros meses desde que la propiedad está sin ocupar (seis meses en el caso de las naves industriales).

En cuanto a su cálculo, cuya responsabilidad recae sobre las autoridades locales como se ha comentado anteriormente, se realiza como el producto del valor catastral (*rateable value*) de la propiedad y un multiplicador.

$$\text{Business rates} = \text{valor catastral} \times \text{multiplicador}$$

Es la VOA (véase nota a pie nº11) quien tiene la obligación legal de fijar el valor catastral de cada propiedad, generalmente actualizándose cada cinco años, y de elaborar y publicar las listas de *rating* para que cualquier interesado las pueda consultar. Dicho valor representa, a grandes rasgos, la renta anual del inmueble que se pudiera esperar conseguir en el mercado abierto en la fecha concreta de valoración.

En cuanto al multiplicador, es fijado por el Gobierno Central y se trata de un ratio expresado en peniques por libra del valor catastral, antes de exenciones o deducciones. Existe un multiplicador estándar y otro para negocios más pequeños, que se ajustan anualmente en función de la inflación. Para el periodo 2014/2015 el valor del multiplicador estándar, aplicado a las propiedades cuyo valor catastral sea mayor o igual a 18.000£, es de 0,482£ y de 0,471£ para el resto de negocios de menor tamaño (salvo en Londres, donde estos valores son diferentes). Por ley, el multiplicador no puede incrementarse por encima de la tasa de inflación, excepto

---

<sup>11</sup> Hay cuatro organizaciones principales involucradas en el ámbito de las finanzas locales y cada una tiene una responsabilidad diferente y separada. Así, se encuentra en primer lugar, el Communities and Local Government (CLG) en Inglaterra y el Welsh Government en Gales, responsables del establecimiento de las políticas en materia de tributación local. Por otra parte, la Valuation Office Agency (VOA) es una agencia de ejecución del HM Revenue & Customs (HMRC) responsable de evaluar los "valores catastrales" (*rateable values*) que son la base para el establecimiento de cada cuota tributaria. Asimismo, se encuentran el Valuation Tribunal for England (VTE) y el Valuation Tribunal for Wales (VTW) órganos judiciales que tramitan los recursos relativos a la calificación de los inmuebles no domésticos (y los impuestos municipales). Por último, están las Local Authorities, responsables de los cálculos pertinentes para la emisión del recibo.

El HMRC es un departamento no ministerial del Gobierno del Reino Unido responsable de la recaudación de impuestos, el pago de algunos mecanismos de apoyo estatal y la administración de otros regímenes regulatorios, incluyendo el salario mínimo nacional.

en el caso de que un año haya una revaluación. De esta manera, cada febrero o marzo la autoridad local pertinente envía una obligación de pago del impuesto, relativa al siguiente ejercicio fiscal.

Por último y, sin profundizar en ello, cabe señalar que existe otro tipo de exenciones al impuesto y ciertos mecanismos de reducción de la carga impositiva del mismo en determinadas circunstancias, así como mecanismos de apelación normalmente relacionados con el *rateable value*<sup>12</sup>.

A modo de conclusión, puede decirse que el Reino Unido a pesar de haber sido un país, en ocasiones, contrario a la técnica del *fracking*, está dando pasos en el desarrollo del *shale gas*, encontrándose actualmente en la fase de exploración<sup>13</sup>. Entre los principales motivos para su desarrollo, además de los puramente económicos, figuran el elevado número de puestos de trabajo que se estima podría crear, entre 60.000 y 75.000 (Taylor, Lewis, & Byles, 2013) (Ernst&Young, 2014a) y, fundamentalmente, la disminución de las importaciones de hidrocarburos, reduciéndose así, por un lado, su dependencia energética y, por otro, la posible influencia a la baja sobre el precio de la energía en el Reino Unido. Sería conveniente seguir de cerca las medidas que se adopten en los próximos meses.

## 2.2. Italia

En este apartado, al igual que en el anterior, se comienza identificando la propiedad de las reservas de gas y petróleo. A continuación, se examinan, con carácter general, los diversos impuestos a los que están sujetas las empresas de exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, así como los pagos en términos de *royalties* a los que tienen que hacer frente derivados de la extracción de hidrocarburos. Sobre éste último aspecto se profundizará describiendo los aspectos más relevantes para su cálculo y realizando una diferenciación entre la producción *onshore* y *offshore*. Por último, se analiza la metodología de distribución de las cuantías recaudadas por los *royalties* entre el Estado, las Regiones y los Municipios, metodología en la que también existen diferencias si la producción es *onshore* u *offshore* (Ministero dello Sviluppo Economico, 2014).

<sup>12</sup> Para más información relacionada con los *business rates* véase <https://www.gov.uk/introduction-to-business-rates/overview>, <http://www.voa.gov.uk/>.

<sup>13</sup> El lunes 28 de julio de 2014 se dio apertura la decimocuarta ronda de licitación (14th Landward Licensing Round) para la obtención de licencias para la exploración *onshore* de petróleo y gas, incluido el *shale gas*. Aquellas compañías interesadas pueden enviar su solicitud hasta las 14 horas del 28 de octubre. La obtención de la licencia es el primer paso para la exploración pero no otorga el permiso absoluto para perforar. Para ello las compañías deben obtener una licencia de obra, así como los permisos de la Environment Agency (EA) y de la Health and Safety Executive (HSE). Asimismo se abre la puerta, bajo estrictas condiciones y circunstancias, a la exploración en parques naturales, zonas de gran belleza natural y en áreas que forman parte del patrimonio de la humanidad. Para más detalles sobre el proceso de licencia y autorización de la exploración y explotación de gas no convencional en el Reino Unido puede se ver el informe "Shale Gas Study".

En Italia, las reservas de petróleo y gas son patrimonio del Estado de acuerdo con el artículo 826 del Código Civil. Sin embargo, el Estado no se involucra directamente en la investigación y explotación, que las otorga en concesión a empresas privadas. En el caso de que los terrenos susceptibles de ser explotados sean propiedad privada, son las empresas interesadas las responsables de negociar directamente con los propietarios de las mismas, a cambio de una retribución apropiada. En el caso de que no se llegase a un acuerdo, comenzaría el pertinente procedimiento de expropiación por causa de utilidad pública. Dicho trámite de expropiación se llevaría a cabo a petición de las empresas autorizadas por el Ministero dello Sviluppo Economico (Ministerio de Desarrollo Económico) o por el Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) (Comité Interministerial de Planificación Económica).

La recaudación total por parte de la Hacienda Pública derivada de la actividad de explotación de hidrocarburos se basa en la tasa "Robin Hood", el Imposta Regionale sulle Attività Produttive (IRAP) (Impuesto Regional de Actividades Productivas) que supone un 3,9%<sup>14</sup>, los *royalties* y el Imposta sul Reddito delle Società (IRES) (Impuesto de Sociedades), que actualmente se encuentra en un 27,5%;

La tasa "Robin Hood" mencionada en el párrafo anterior fue introducida en el año 2008, mediante un Decreto-Ley, como un recargo adicional de un 6,5% sobre el Impuesto de Sociedades (27,5%). Las entidades sujetas a la misma eran, en su inicio, compañías de exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gas, de refino, de producción y comercio de productos derivados del petróleo (gasolina, petróleo, gasóleo, aceite lubricante, aceite residual, licuado y gas natural) de producción y comercio de la electricidad, y que hubieran tenido unos ingresos brutos el ejercicio anterior de más de 25 M€.

En el año 2011 se amplió el alcance de aplicación de la tasa a las compañías de energías renovables, no sujetas hasta el momento, así como a aquéllas dedicadas al transporte y distribución de electricidad y gas natural. Por otra parte, se incrementó la tasa al 10,5% para los ejercicios fiscales desde 2011 hasta 2013 y se redujo el umbral de ingresos brutos a 10 M€ a efectos de exención o de aplicación del impuesto; siempre y cuando las compañías obtuvieran una renta gravable de al menos un millón de euros. Sin embargo, en junio de 2013, dichos valores se redujeron a 3 M€ y 300.000 € respectivamente, y la tasa volvió al 6,5% inicial para el año 2014 (Fiorelli & Staffieri, 2011) (McDermmotWill & Emery, 2013).

El término *royalty*, por su parte, hace referencia al pago de un canon al Gobierno derivado de la ventaja para la explotación con fines comerciales de un bien dado, por ello, puede decirse que se trata de una remuneración por la transferencia de derechos a terceros. En Italia, estos *royalties* se aplican sobre el valor de venta de la

---

<sup>14</sup> Para un análisis más exhaustivo del régimen fiscal vigente e incentivos aplicables a las compañías véase el apartado para Italia en (Ernst&Young, 2014b).

producción, siendo aplicable un 10% sobre el valor de la producción *onshore*, mientras que para la producción *offshore* se aplica un 7% para el gas, y un 4% para el petróleo. Véase la siguiente tabla.

**TABLA 1. Royalties en Italia a la explotación de hidrocarburos**

		Cuota de producción exenta	Tasa del royalty	Fondo de Hidrocarburos
Petróleo	<i>onshore</i>	20.000 tn	7%	3%
	<i>offshore</i>	50.000 tn	4%	-
Gas	<i>onshore</i>	25 mcm	7%	3%
	<i>offshore</i>	80 mcm	7%	-

Nota: mcm = million cubic meters.

Fuente: (Ernst&Young, 2014b).

El precio del gas y petróleo aplicable para el cálculo de los *royalties* se determina tomando como base los precios medios del mercado de petróleo y gas. En el caso del gas, éste tiene que ser subastado con un precio mínimo de salida definido por la Autorità per l'energia elettrica il gas (Autoridad para la energía eléctrica y el gas) a través de un índice conocido como índice QE<sup>15</sup> (*quota energetica costo materia prima gas*), expresado en €/GJ y calculado para cada trimestre del año. Para aquellas cantidades que no fueran liquidadas se realizará una nueva valoración para las mismas, por lo que en cualquier caso, el productor tendrá que pagar un *royalty* determinado.

En cuanto a la distribución de los *royalties* derivados de la producción *onshore*, el 55% se asigna a las regiones, el 30% al Estado y el 15% a los Municipios. Sin embargo, en las regiones bajo un estatuto ordinario incluidas en el denominado Objetivo 1 (regiones del sur de Italia, incluida Basilicata, región líder en la producción petrolífera en Italia), la proporción del 30% dirigida al Estado se asigna directamente a las mismas.

Por otra parte, en cuanto a la producción *offshore* dentro de las 12 millas (mar territorial), el 45% de la recaudación se asigna al Estado y el 55% a la región adyacente al lugar de explotación. Sin embargo, para la producción a una distancia de la costa superior a las 12 millas, los *royalties* se asignan íntegramente al Estado.

En las siguientes tablas se muestran los pagos realizados en concepto de *royalties* para el año 2014, así como los destinatarios de los mismos.

<sup>15</sup> En 2011, el coeficiente QE fue 7,56 €/GJ y, en 2012, el coeficiente fue como promedio 9,47€/GJ.

**TABLA 2. Pagos realizados por los operadores**

Operadores	Pagos realizados por los operadores (M€ <sup>16</sup> )		
	Total pagos año 2014	Por la producción del año 2013	Por la producción del año 2012
Eni	259	233	26
Shell Italia E&P	107	107	0
Società Ionica Gas	19	16	3
Edison	10	7	3
Società Adriatica Idrocarburi	3	3	0
Eni Mediterranea Idrocarburi	2	2	0
Gas Plus Italiana	1	1	0
Società Padana Energia	0,5	0,5	0
Medoilgas Italia	0,2	0,2	0
<b>Total</b>	<b>402</b>	<b>370</b>	<b>32</b>

Nota 1: Las diferencias en la suma de los totales se deben a redondeos y a cientos de miles no considerados por simplicidad.

Nota 2: Las cantidades indicadas son para los pagos de *royalties* contabilizadas en 2013. Los pagos están relacionados con los siguientes conceptos:

- Cuota de producción de gas en el año 2012, pago resultado de las subastas realizadas en la plataforma de negociación de gas natural, P - Gas, en enero de 2014.
- Cuota de producción de petróleo y gas en el año 2013, pagado el 30 de junio de 2014.
- Cuota de producción de gas en 2013, pagos resultado de las subastas mensuales realizadas entre agosto y diciembre de 2014 en la plataforma de negociación de P - Gas.
- Cuotas de producción de gas en 2013, pagados por adelantado en diciembre de 2013 tras un acuerdo entre los operadores y las autoridades locales.

La parte restante de los *royalties* de las producciones de 2012, valoradas en la plataforma de operaciones P - Gas, se pagaron en los primeros meses de 2014.

Los datos no muestran las cuantías pagadas por los productores que operan en el territorio de la Región de Sicilia.

Fuente: Ministero dello Sviluppo Economico.

<sup>16</sup> En 2011, se produjeron 8.338.728.565 m<sup>3</sup> de gas natural, de los que el 28% fueron en tierra y el resto en mar. Por su parte, se produjeron 5.286.041.567 kg de crudo, donde el 87,8% fueron en tierra.

En 2012, por su parte, se produjeron 8.510.525.374 m<sup>3</sup> de gas, de los que el 70,9% fueron en mar; y 5.376.628.540 kg de crudo, el 91,19% en tierra. En 2013, se produjeron alrededor de 7.621.297.845 m<sup>3</sup> de gas; y 5.501.313.966 kg de crudo.

**TABLA 3. Destinatarios de los ingresos por royalties de producción de hidrocarburos (M€)**

Destinatario	Total ingresos año 2014	Por la producción del año 2013	Por la producción del año 2012
Estado	71 (18%)	46	25
Regiones	182 (45%)	182	0
Municipios	29 (7%)	29	0
Fondos para la reducción de los precios de los combustibles	86 (21%)	86	0
Cuota para la protección del medio ambiente	34 (9%)	26	8
<b>Total</b>	<b>402</b>	<b>370</b>	<b>33</b>

Nota: Las diferencias en la suma de los totales se debe a redondeos y a los cientos de miles de euros no considerados por simplicidad.

Fuente: Ministero dello Sviluppo Economico.

La mayoría de lo recaudado por el Estado, posteriormente, se distribuye entre los Municipios y regiones más directamente involucrados, de acuerdo a las directrices establecidas en el Decreto Legislativo nº625/1996 y en las Leyes nº140/1990 y nº99/2009.

En Italia, son las instituciones regionales o locales las encargadas de diseñar las políticas públicas para el desarrollo de las comunidades locales con el dinero recaudado de los *royalties*. Asimismo, es importante indicar que cerca del 86% de la cuantía destinada a las regiones se asigna a Basilicata. Ello da una idea de la importancia estratégica de dicha región en la producción nacional de hidrocarburos en Italia.

Previamente se ha mencionado que para el cálculo del *royalty* para la producción *onshore* se empleaba un porcentaje del 10%. Previa aprobación de la Ley 99/2009 dicho porcentaje era un 7%, pero a través de la misma se impuso un recargo adicional de un 3%, asignado al denominado Fondo de Hidrocarburos, cuyo objetivo es reducir el precio en los surtidores de combustible en las regiones más directamente afectadas.

La cuantía resultante de aplicar el 3% es distribuida anualmente por el Ministerio de Desarrollo Económico entre las regiones donde hay una mayor producción en relación al número de personas con carnet de conducir. En el caso de que lo computado para cada residente sea mayor a 30 € sobre una base anual, la cantidad se otorga directamente a los ciudadanos con carnet de conducir a través del “bono de hidrocarburos” materializado en una tarjeta electrónica especial. Si, por el

contrario, la cifra correspondiente a cada residente es inferior a 30€, dicha cuantía se paga directamente a la región. Hasta ahora la única región en la que se han distribuido dichas tarjetas es en Basilicata (ver anexo II).

Se considera importante el análisis realizado relativo a los *royalties* que se pagan en la exploración y explotación del gas convencional y, en concreto, su criterio de distribución en función de si se trata de producción *onshore* u *offshore* y su reparto entre el Estado, regiones y Municipios; a pesar de la oposición al desarrollo del *shale gas* a través de la fracturación hidráulica en Italia. Así, tanto las regiones como los Municipios involucrados perciben importantes cuantías derivadas de la extracción de gas convencional, y existen mecanismos que influyen directamente sobre el precio de los carburantes.

### 2.3. Polonia

En cuanto al caso de Polonia, se analiza el régimen de propiedad de la tierra, diferenciando entre propiedad del subsuelo y propiedad inmobiliaria, identificando al titular de los derechos de los yacimientos de hidrocarburos y su posible cesión a terceros. Asimismo, se trata de enmarcar el proceso de modificaciones regulatorias tanto de la Ley de Geología y Minería como la introducción del Impuesto Especial sobre Hidrocarburos que actualmente se están dando en el marco del desarrollo del sector y, en concreto, del *shale gas*.

La actual Ley de Geología y Minería en Polonia ha cambiado la noción de la propiedad del subsuelo. De acuerdo al listado de minerales incluido en la mencionada ley<sup>17</sup>, la propiedad de los hidrocarburos está recogida en la propiedad del subsuelo, independientemente del lugar de aparición de los depósitos en una instalación minera. Esto implica que, de acuerdo a la legislación polaca, la propiedad del subsuelo forma parte de una ley diferenciada de aquella que regula la propiedad de los bienes inmuebles, por lo que aún si los depósitos de minerales forman parte de un bien inmueble, estos estarán recogidos en la regulación relativa a la propiedad del subsuelo (PALIZ, 2013).

La Ley de Geología y Minería especifica claramente quién tiene el derecho de propiedad de los yacimientos minerales incluidos en su lista, estableciendo como único propietario al Tesoro Público. Además, la regulación indica que las reservas de hidrocarburos no pueden ser objeto de cambios en su propiedad, lo que muestra el carácter estratégico nacional de estos recursos naturales

Por lo tanto, se puede afirmar que, por regla general, el propietario de un terreno no puede explotar los yacimientos de los minerales citados en la ley de Geología y Minería que se encuentren dentro de los límites de su propiedad, ya que, como están sujetos a la propiedad del subsuelo, son propiedad del Tesoro Público y, sólo

---

<sup>17</sup> Se entiende que los yacimientos minerales no recogidos en la lista se encuentran bajo la regulación de la propiedad inmobiliaria de la tierra.

este organismo tiene el poder de ejercer los derechos como propietario o ceder los mismos mediante el establecimiento del derecho de usufructo minero.

El derecho de usufructo minero se establece por medio de la celebración de un acuerdo por escrito entre el Tesoro del Estado representado por las autoridades competentes para la expedición de licencias y la entidad que solicita el establecimiento de usufructo minero. El contrato se establece para un período de tiempo no superior a 50 años. Además, este acuerdo determinará la remuneración para el establecimiento del usufructo minero y la forma de pago, retribución que consiste en una tasa *ad valorem* sobre la base del valor de los depósitos y que puede conformarse en un único desembolso o mediante cuotas, así como el procedimiento y las posibles causas de la rescisión del contrato. El acuerdo en sí mismo no es suficiente para el inicio de las actividades mineras, para lo cual se debe obtener la correspondiente licencia.

Por otra parte, existen unos *royalties* de carácter anual por la extracción de hidrocarburos, basado en el volumen de lo extraído. El pago anual por este concepto en 2014 es de PNL 36,84<sup>18</sup>/tn (8,82€/tn) para el petróleo, PNL 6,23/1000m<sup>3</sup> (1,49€/1000m<sup>3</sup>) para el gas pesado y PNL 5,18/1000m<sup>3</sup> (1,24€/1000 m<sup>3</sup>) para el gas ligero (Ernst&Young, 2014b).

La Ley de Geología y Minería determina una serie de derechos específicos relacionados con la realización de las actividades mineras. Uno de ellos hace referencia al hecho de que si una propiedad inmobiliaria o parte de ella es necesaria para la realización de las actividades reguladas de minería, la compañía puede exigir el derecho a utilizar dichas propiedades por un tiempo definido a cambio de una remuneración adecuada. Sin embargo, ese derecho no permite obtener a la compañía beneficios económicos de dicha propiedad inmobiliaria.

Por otra parte, existen una serie de situaciones en las que el propietario de los bienes inmuebles puede exigir la compra de los mismos a la compañía explotadora. En estos casos son las partes interesadas quienes deben celebrar el contrato y, en aquellos casos en los que existan disputas y no se llegue a un acuerdo, serán los tribunales ordinarios quienes lo resuelvan.

En marzo de 2014, el Gobierno polaco adoptó un borrador de Proyecto de Ley dirigido a modificar la Ley de Geología y Minería (*Amending bill*) (SEJM RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ, 2014a), así como un borrador de Proyecto de Ley, relativo al Impuesto Especial sobre Hidrocarburos (*Tax Bill*)<sup>19</sup> (SEJM RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ, 2014b). Uno de los objetivos de las modificaciones legislativas propuestas es establecer un marco normativo referido al *shale gas* con

---

<sup>18</sup> PNL es la nomenclatura para la moneda *Zloty* polaca. Equivalencia monetaria calculada a día 11/10/2014.

<sup>19</sup> Para un análisis más exhaustivo del régimen fiscal vigente e incentivos aplicables a las compañías véase el apartado para Polonia en (Ernst&Young, 2014b).

la intención de facilitar e impulsar el desarrollo de dicha actividad; si bien es cierto que estas medidas han de ser analizadas en el marco de la crisis en Ucrania y de la fuerte dependencia del gas proveniente de Rusia<sup>20</sup>.

Aunque no sea el objetivo principal de este estudio, es relevante considerar algunas de las modificaciones relativas a los procedimientos para obtener las licencias. En ese sentido, cabe destacar que las enmiendas propuestas a la Ley de Geología y Minería agilizarán considerablemente los procedimientos para otorgar las licencias. En particular, ya no será necesaria la concesión de una licencia para cada actividad (prospección, exploración y extracción), pudiendo realizar todas las actividades bajo una misma concesión. Asimismo, las licencias se otorgarán para periodos de entre diez y treinta años, y no para periodos de entre tres y cincuenta años como ocurre en la actualidad. También se agilizarán los procesos de investigación geofísica y las evaluaciones de los impactos medioambientales se realizarán justo en el momento previo al inicio de la perforación, y no en el momento de la inversión inicial.

Los empresarios interesados en obtener una licencia tendrán derecho a iniciar el procedimiento de licitación, a diferencia de la práctica en algunos otros países, donde sólo la autoridad pública puede hacerlo. Sin embargo, el gobierno tiene la intención de introducir un proceso de selección inicial con el fin de revisar las calificaciones de los candidatos. Los empresarios interesados en obtener una concesión de forma conjunta podrán hacerlo formalizando un acuerdo de operación conjunta. Esta forma de cooperación, lo cual es típico en otros países europeos, se introducirá en Polonia por primera vez.

El Proyecto de Ley del Impuesto Especial sobre Hidrocarburos tiene por objeto establecer un régimen fiscal preferencial para los combustibles fósiles, incluido el gas de esquisto. El Ministerio de Finanzas de Polonia estima que la propuesta supondría una carga fiscal total cercana al 40% de los beneficios de las empresas dedicadas a la producción de gas de esquisto y a otras actividades de producción de hidrocarburos en Polonia. En particular, la propuesta se basa en tres instrumentos fiscales.

El primero de ellos es el establecimiento de un Impuesto Especial de Hidrocarburos progresivo que se encuentre dentro de un rango del 0% al 25% de la base imponible, en función del valor que adopte el índice R, que muestra la proporción de ingresos acumulados<sup>21</sup> en relación a los gastos acumulados. De esta manera, si la proporción de ingresos sobre los costes se encuentra entre valores de

---

<sup>20</sup> La crisis de Ucrania ha llevado a países como Alemania a reconsiderar la prohibición de esta técnica de extracción. Bajo "estrictos" límites ecológicos, las autoridades alemanas podrían permitir explotaciones comerciales de gas y petróleo no convencional, de acuerdo con el proyecto de ley del Ministerio de Medio Ambiente.

<sup>21</sup> Es decir, se tendrán en cuenta ingresos y gastos acumulados de todos los ejercicios fiscales desde el inicio de una actividad de exploración.

1 y 2 se aplicará un 12,5%, y un 25% si el ratio tiene un valor de 2 o superior. Se hace hincapié en la literatura que la aplicación de una tasa progresiva construida de tal manera, será favorable para los inversores, ya que supone posponer en el tiempo el pago de los impuestos, lo cual cobra mayor importancia en el caso de haber realizado grandes inversiones en la fase de prospección-explotación de los proyectos (Terlecka & Krzysztof, 2014).

El segundo elemento se trata de un impuesto adicional sobre la extracción de ciertos hidrocarburos, calculado sobre el valor de cada metro cúbico extraído. Dicho valor se calculará en base al precio medio mensual del mes anterior en el Polish Power Stock Exchange para el gas y en el OPEC Daily Basket para el crudo. Las tasas impositivas aplicables variarán en función del tipo de gas o de producto petrolífero de que se trate. Así, se aplicará un 3% sobre el valor medio del gas convencional extraído, un 1,5% sobre el gas no convencional, un 6% para el petróleo convencional y un 3% para el petróleo no convencional (Baranczyk & Kusś, 2014).

El tercer elemento de este sistema es el Impuesto de Sociedades con un tipo impositivo del 19%, que es el impuesto pagado actualmente por los empresarios.

Además, las compañías dedicadas a la extracción de gas de esquisto (*Shale gas*) pagarán el impuesto sobre bienes inmuebles, lo que contribuirá a los ingresos del Municipio en el que se encuentre el emplazamiento. Por otra parte, también se prevé que se destine una mayor parte de los ingresos de las operaciones mineras a las comunidades locales, pero no se ha encontrado información relativa a las cuantías o porcentajes que aplicarán.

Las nuevas reglas fiscales entraron en vigor el 1 de enero de 2015, tras la firma, por parte del presidente polaco, de la Ley sobre el impuesto especial de hidrocarburos. Sin embargo, con el fin de estimular las inversiones a corto plazo, en las operaciones de gas de esquisto, los nuevos tipos impositivos no serán aplicables hasta 2020, año a partir del cual se prevé una recaudación de hasta 5 billones de dólares en los siguientes diez años.

En definitiva, Polonia se encuentra inmersa en un proceso de reestructuración del sector cuyos avances habrá que seguir de cerca.

## 2.4. Portugal

En 1994, el Gobierno portugués aprobó un conjunto de normas destinadas a impulsar la exploración de petróleo *onshore* y *offshore*. El objetivo de las medidas era ofrecer mayores incentivos a las empresas petroleras, en un marco de caída de los precios del petróleo y de falta de éxito de las exploraciones en aquellos momentos.

Conviene destacar que de acuerdo con la normativa desarrollada en 1994, el Decreto Ley 109/94 de 26 de abril de 1994 del Ministerio de Industria y Energía, la acumulación de petróleo en el subsuelo forma parte del dominio público del Estado.

La actividad de producción/extracción de crudo en Portugal está sujeta al impuesto sobre la producción de crudo (Imposto sobre a Produção de Petróleo)<sup>22</sup>, cuyos tipos dependen de los volúmenes anuales de producción y de la profundidad de los campos. Este sistema progresivo diferencia entre campos *onshore* y *offshore* como en el caso italiano, donde los últimos se benefician de unos tipos impositivos más favorables<sup>23</sup>.

## 2.5. Resumen

Entre los casos analizados, se observa un elemento común a todos, la propiedad del mineral que se encuentra en el subsuelo pertenece al Estado, salvo en el caso de Texas que se analiza en el anexo I. Obviamente, podría considerarse que en el caso tejano, la propiedad del subsuelo es en sí, un incentivo. No obstante, ningún cambio normativo en el resto de casos estudiados va por esta vía.

En el Reino Unido, destaca la creación de una oficina para el petróleo y gas no convencional, así como un nuevo régimen fiscal para la producción de hidrocarburos. En Polonia se ha desarrollado un proyecto de ley dirigido a modificar la Ley de Geología y Minería (*Amending Bill*), así como un borrador de proyecto de Ley, relativo al impuesto especial sobre hidrocarburos (*Tax Bill*<sup>24</sup>).

En Italia, por su parte, se ha desarrollado un sistema que trata de combinar royalties con el impuesto de sociedades, tasas y un impuesto regional de actividades.

Lo que sí parece que podría afirmarse, a la luz de los casos analizados, es que existe una clara tendencia al desarrollo de nuevas figuras tributarias o la adaptación de las existentes a los nuevos planteamientos de exploración y explotación de hidrocarburos, con el fin de estimular el desarrollo de hidrocarburos y distribuir parte de los ingresos a las comunidades directamente involucradas.

Como se puede observar en la siguiente tabla resumen, también existe una tendencia a que las comunidades locales de las zonas donde se realizan los trabajos de exploración y explotación participen, en cierta medida, de los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos extraídos. No obstante, de acuerdo con

---

<sup>22</sup> OECD (2013).

<sup>23</sup> En el caso de los campos a profundidades superiores a los 200 metros, existe una exención total en el pago del impuesto sobre la producción de crudo (OECD, 2013).

<sup>24</sup> Impuesto Especial de Hidrocarburos progresivo que se encuentre dentro de un rango del 0% al 25% de la base imponible; Impuesto adicional sobre la extracción de ciertos hidrocarburos e Impuesto de sociedades del 19%.

la literatura revisada, únicamente en el Reino Unido se contempla una retribución para la fase de exploración.

También puede destacarse el hecho de que en el caso concreto del *shale gas*, Reino Unido y Polonia, consideran relevante que las comunidades locales tengan participación en los aspectos económicos de su desarrollo. Sin embargo, en el caso de Italia (que explota hidrocarburos convencionales principalmente) considera a otros estamentos superiores de la Administración. Ello, quizás podría deberse a que se trata de otro tipo de emplazamientos, con diferentes tipos de rendimientos, etc.

Por su parte, el caso de Texas<sup>25</sup> es singular dado que no plantea un beneficio a la comunidad, sino diferentes maneras de incentivar a los propietarios del suelo y del subsuelo.

---

<sup>25</sup> Para más información ver anexo I.

**TABLA 4. Resumen de los casos**

	Régimen de propiedad	Algunas cuestiones normativas	Régimen económico/Incentivos	Beneficiarios
<p><b>Reino Unido</b></p>	<p>Los derechos sobre el petróleo y el gas pertenecen a la Corona</p>	<p>-Creación de una oficina para el petróleo y gas no convencional -Nuevo régimen fiscal para la producción</p>	<p>Propuesto por UKOOG: -100.000€ en beneficio de la comunidad local una vez concedida la licencia y comenzadas las operaciones (Fase Exploración) -1% de los ingresos por la producción (Fase Producción) -100% de los <i>business rates</i> recaudados de los emplazamientos (Fase Producción)</p>	<p>La gestión de los fondos debe de ser independiente de la industria, operadores u organizaciones políticas. Para ello UKOOG contaría con las Fundaciones Comunitarias del Reino Unido (UKCF) -Empleados en beneficio general de la comunidad</p>
<p><b>Italia</b></p>	<p>Las reservas de petróleo y gas son patrimonio disponible del Estado, con posibilidad de expropiación del terreno en caso de falta de acuerdo con el propietario del terreno</p>	<p>Hacienda Pública derivada de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos recauda: -royalties, -el Impuesto de Sociedades (27,5%), -la Tasa "Robin Hood" -el Impuesto Regional de Actividades Productivas (3,9%)</p>	<p>Royalties se aplican sobre el valor de venta de la producción, siendo aplicable un 10% sobre el valor de la producción onshore, mientras que para la producción offshore se aplica un 7% para el gas y un 4% para el petróleo. El precio del gas y petróleo aplicable para el cálculo de los <i>royalties</i> se determina tomando como base los precios medios del mercado de petróleo y gas. En el caso del gas este tiene que ser subastado con un precio mínimo de salida definido por la Autorità per l'energia elettrica il gas (Autoridad para la energía eléctrica y el gas) a través de un índice conocido como índice QE (<i>quota energetica costo materia prima gas</i>), expresado en €/Gj y calculado para cada trimestre del año.</p>	<p>La gestión la realizan las instituciones regionales o locales. -<i>Onshore</i>: Estado (30%), Regiones (55%), Municipios (15%), Fondos para la reducción de precios de los combustibles (3 puntos de los 10 del <i>royalty</i>) -<i>Offshore</i> (&lt;12 millas): Estado (45%), Regiones (55%) -<i>Offshore</i> (&gt;12 millas): Estado (100%) y cuota para la protección del medio ambiente</p>

<p><b>Polonia</b></p>	<p>Único propietario al Tesoro Público</p>	<p>Novidades normativas          -Proyecto de Ley dirigido a modificar la Ley de Geología y Minería (<i>Amending bill</i>),          -Borrador de Proyecto de Ley relativo al Impuesto Especial sobre Hidrocarburos (<i>Tax Bill</i>)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Impuesto Especial de Hidrocarburos progresivo que se encuentre dentro de un rango del 0% al 25% de la base imponible</li> <li>✓ Impuesto adicional sobre la extracción de ciertos hidrocarburos</li> <li>✓ Impuesto de sociedades del 19%</li> </ul>	<p>-Derecho de usufructo minero</p>	<p>-Se prevé que parte de los ingresos de las operaciones mineras reviertan a las comunidades locales, pero no se establece ni cuánto ni cómo.</p>
<p><b>Portugal</b></p>	<p>De acuerdo con la normativa desarrollada en 1994, el Decreto Ley 109/94 de 26 de abril de 1994 del Ministerio de Industria y Energía, la acumulación de petróleo en el subsuelo forma parte del dominio público del Estado.</p>	<p>La actividad de producción/extracción de crudo en Portugal está sujeta al impuesto sobre la producción de crudo (Imposto sobre a Produção de Petróleo), cuyos tipos dependen de los volúmenes anuales de producción y de la profundidad de los campos. Este sistema progresivo diferencia entre campos <i>onshore</i> y <i>offshore</i> como en el caso italiano, donde los últimos se benefician de unos tipos impositivos más favorables.</p>	<p>En un contrato de arrendamiento, el arrendador suele percibir diferentes tipos de compensación.          -En primer lugar un <i>bonus</i> no ligado a la producción [50-25.000\$],          -<i>Delay rental</i> en caso de retraso en las operaciones,          -<i>Royalties</i>, en función de la producción (12,5%, cifra típica). Si hay un <i>dry hole</i> no reciben nada.          - <i>Royalty</i> adicional en aquellos terrenos con buenas perspectivas de extracción          - <i>Overriding royalty</i></p>	<p>- El arrendador o propietario del subsuelo.          - En el caso de que la propiedad del subsuelo y propiedad de la superficie no recaiga sobre la misma persona, el propietario de la superficie recibirá una compensación no contemplada legalmente.</p>
<p><b>Texas</b></p>	<p>Existen propietarios de la superficie y propietarios del subsuelo</p>	<p>-Al arrendatario, el contrato le otorga derecho a acceder al terreno, a realizar la búsqueda de petróleo y gas y a extraer todo aquello que encuentre. Estos derechos son exclusivos, y pueden referirse colectivamente como la participación en la exploración (<i>working interest</i>)</p>	<p>-En un contrato de arrendamiento, el arrendador suele percibir diferentes tipos de compensación.          -En primer lugar un <i>bonus</i> no ligado a la producción [50-25.000\$],          -<i>Delay rental</i> en caso de retraso en las operaciones,          -<i>Royalties</i>, en función de la producción (12,5%, cifra típica). Si hay un <i>dry hole</i> no reciben nada.          - <i>Royalty</i> adicional en aquellos terrenos con buenas perspectivas de extracción          - <i>Overriding royalty</i></p>	<p>- El arrendador o propietario del subsuelo.          - En el caso de que la propiedad del subsuelo y propiedad de la superficie no recaiga sobre la misma persona, el propietario de la superficie recibirá una compensación no contemplada legalmente.</p>

Fuente: elaboración propia.

### **3. SIMULACIÓN DE UNA POSIBLE APLICACIÓN DE INCENTIVOS POR LA E&P DE SHALE GAS AL CASO ESPAÑOL**

En este apartado, el objetivo es realizar simulaciones que basándose en los casos analizados y alguna hipótesis adicional, ponga de manifiesto la aportación económica que podría generar a un determinado territorio la exploración y explotación de hidrocarburos, en este caso, no convencionales y *onshore*. Con ello, se pretende vislumbrar alguna combinación de incentivos para el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en España. En todo caso, conviene señalar que se trata de cálculos y simulaciones, que no tienen porqué coincidir con la realidad y que tratan únicamente de mostrar y plantear alternativas.

Los agentes partícipes se podrían dividir en cinco grupos: las Comunidades Autónomas, las Provincias, los Municipios conformados, en su caso, mediante las Unidades Administrativas de Menor Rango (UAMR) y los residentes directamente involucrados (RDI).

Las UAMRs se tienden a identificar con los Municipios, si bien, es cierto que muchos Municipios están divididos en distritos, algunos de los cuales cuentan con sus propias secciones. No obstante, en este estudio a pesar de que en ocasiones se hace referencia a las UAMRs y a la necesidad de que ellas reciban parte del incentivo, no se dispone de datos oficiales que permitan comparar los incentivos con los presupuestos que manejan.

Por su parte, los RDIs se refieren fundamentalmente a los residentes en la zona objeto de exploración/explotación; entre los cuales pueden encontrarse los propietarios del terreno donde se desarrollarían los proyectos.

Al analizar este apartado la casuística y definir quiénes son los agentes partícipes, se detecta que quizás el estudio debería de considerar más aspectos. Es por ello que además de tener en cuenta un posible incentivo que provenga del reparto de los ingresos por venta de gas y que repercuta directamente a las comunidades próximas y a sus residentes, hay que valorar también otros beneficios que se generan y que se deben reconocer por los agentes a la hora de valorar acceder o no a una exploración/explotación de hidrocarburos en un terreno de un sujeto privado o comunitario local.

En este sentido, la actividad podría suponer la ocupación de terrenos que en estos momentos están sin actividad, con lo que se generarían alquileres o compras del terreno. Esto además, genera una activación de la economía local en forma de mayores ingresos para las haciendas tanto locales como autonómicas, vía impuesto sobre la renta o de sociedades. Así mismo, se generarían servidumbres de paso en otros terrenos para facilitar el acceso, etc.

Además, se encuentra el posible incentivo de los agentes involucrados, no propietarios, tema sobre el que se centra fundamentalmente este estudio. En este supuesto, se plantearían diferentes alternativas.

Para realizar la simulación se plantearán por separado las operaciones de exploración y explotación, en la medida en que en caso de una exploración infructuosa conllevaría un resultado diferente que si fuera exitosa.

Se podría plantear el reparto de los “ingresos” por las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos. En este sentido, un primer ejemplo, sería el reparto del incentivo por pozo de exploración entre propietarios, residentes, UAMRs/Municipios, así como del incentivo variable, en función de la producción.

**TABLA 5. Combinaciones de opciones de remuneración**

	Resultado positivo de la exploración	Resultado negativo de la exploración
Exploración	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Remuneración de una cantidad fija por emplazamiento, independientemente de que se exploren uno o dos pozos.</li> <li>-Receptores propuestos: Municipios y UAMRs. Se podría plantear la posibilidad de las Provincias pero no parece interesante por los importes.</li> </ul>	
Explotación	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Remuneración variable en función de la producción.</li> <li>-Receptores propuestos: UAMRs, Municipios y Provincias.</li> <li>-Con repartos en términos constantes en el tiempo, variables en función de la producción, etc.</li> </ul>	No hay remuneración

Fuente: elaboración propia.

El propietario del terreno en principio debería estar fuera de este sistema de incentivos de manera directa, ya que recibiría unos ingresos como compensación del alquiler o de la compra del terreno que, en principio, podría estar en línea con el precio del mercado teniendo en cuenta los usos industriales/agrícolas que se le fueran a dar al mismo<sup>26</sup>. No obstante, el propietario se verá beneficiado como el resto de agentes locales, por los importes que se ofrezcan a los diferentes partícipes.

<sup>26</sup> En el siguiente apartado se analizarán diferentes supuestos de retribución al propietario del terreno.

### 3.1. Compensación para el propietario del terreno

En este apartado se realizan una serie de supuestos de retribución para el propietario de los terrenos susceptibles de ser explotados. Cabe incidir que dicha remuneración es por el uso del terreno y no por ser titular del subsuelo, ya que, como se ha comentado, en España, el subsuelo es un bien de dominio público estatal. Se considera y detalla tanto la posibilidad de arrendar los mismos, como la opción de su compra por parte de la compañía explotadora.

#### 3.1.1. Arrendamientos<sup>27</sup>

En cuanto al arrendamiento se han elaborado tres supuestos de cálculo de los términos de las rentas de alquiler, basándose en datos de 2013, y para una superficie de 3ha<sup>28</sup>. Esta cantidad que se aplicará a lo largo de este informe es una cifra promedio, resultante de los estudios revisados sobre este tema. Bien es cierto, que podría tratarse de una superficie menor de unas 2ha.

El primer supuesto de arrendamiento se basa directamente en los cánones de arrendamiento medio de las tierras de labor (de secano, regadío y pastos de secano; habituales en la zona) del Ministerio de Agricultura. Se calcula un promedio dado que no se sabe a priori exactamente el tipo de tierras que se deberían ocupar.

El segundo caso se basa en una estimación previa de lo que valdría el terreno de acuerdo a la Encuesta de Precios de la Tierra del Ministerio de Agricultura. Una vez calculado el valor, se procede a estimar lo que supondría una renta de 25 años o vitalicia por dicho terreno.

El tercer caso supone la compensación en caso de que el terreno se estuviera explotando, es decir, se calcula en base al coste de oportunidad de emplear el terreno para otra actividad. En este caso, se han incluido costes variables y no costes fijos como la amortización del equipo. Tampoco se ha realizado una estimación de la mano de obra<sup>29</sup> necesaria. En caso de considerar los dos conceptos anteriores, el importe del arrendamiento sería menor.

##### 3.1.1.1. *Cálculo del pago de alquiler basado en los cánones de arrendamiento medio por tipo de terreno en la CAPV*

Este supuesto puede considerarse el más básico o sencillo de los que se realizan, pero sirve de aproximación al tema en cuestión. Como se ha indicado se centra en el cálculo de un término constante<sup>30</sup> medio o un precio medio de alquiler basado

<sup>27</sup> Las fórmulas empleadas en algunos de los escenarios se encuentran en el anexo III.

<sup>28</sup> La superficie de 3ha es por emplazamiento. Cada emplazamiento puede contar durante la fase de exploración con uno y/o dos pozos y, en caso de que el resultado sea positivo, durante la explotación podría contar con entre ocho y doce pozos. En el caso que aquí se plantea, se suponen diez pozos.

<sup>29</sup> Tratándose de terrenos relativamente pequeños, se podría partir del supuesto de que es el propietario quien lo cultiva.

<sup>30</sup> Si bien los términos resultantes se actualizarían en base a la evolución mensual o anual del IPC durante el período de vigencia del contrato.

en el canon de arrendamiento medio anual de las tierras de labor de secano, de regadío y prados naturales de secano en la CAPV.

Por su parte, para la fijación del área de terreno susceptible de ser arrendado se ha considerado, tanto en este supuesto como en los siguientes, la instalación de un único "multi well pad" que abarcaría un área aproximada de 3 ha en sus distintas fases de operación.

En la siguiente tabla se muestran los cánones de arrendamiento medio por tipos de terrenos, por hectárea y año, así como el término anual resultante para cada tipo. Finalmente, se refleja el término medio de arrendamiento anual que ascendería a 904 €.

**TABLA 6. Cánones de arrendamiento medio y términos de la renta**

Año 2013	€/hectárea y año*	Término de la renta (€/ año)
Canon de arrendamiento medio de las tierras de labor de secano en la CAPV	262	786
Canon de arrendamiento medio de las tierras de labor de regadío en la CAPV	466	1.398
Canon de arrendamiento medio de prados naturales de secano en la CAPV	176	528
<b>Precio medio</b>	<b>301,3</b>	<b>904</b>

\*: Año base 1999

Nota: Para el cálculo del término anual de la renta únicamente se ha realizado la siguiente operación: Canon de arrendamiento medio (€/hectárea y año) \* 3 ha.

Fuente: elaboración propia a partir de (Subdirección General de Estadística & Secretaría General Técnica, 2014a).

### 3.1.1.2. Cálculo del término basado en el precio medio de compra del terreno en la CAPV

En esta hipótesis se van a calcular dos términos diferentes de rentas, uno constante y otro creciente anualmente en progresión geométrica, aunque en ambos casos serán prepagables. Para estos supuestos se toma como valor actual de la renta, el precio medio de compra de terreno en la CAPV para el año 2013. Véase la siguiente tabla.

**TABLA 7. Precio medio de compra de terreno en la CAPV**

Año 2012	€/hectárea	Precio del terreno de 3ha (€)
Precio medio del terreno en la CAPV	17.154	51.462

\*: Año base 1997

Fuente: elaboración propia a partir de (Subdirección General de Estadística & Secretaría General Técnica, 2014b)

Por un lado, para el cálculo del término de la renta (c) se ha empleado la expresión de una renta constante, temporal, prepagable y entera; donde el tipo de interés aplicado (i) es la media del tipo de interés anual de la deuda pública en circulación (letras, bonos, obligaciones y resto) para el periodo 2002-2013<sup>31</sup>, y considerando una duración (n) del contrato de arrendamiento de 25 años. Despejando se obtiene un término constante de 3.252 €/año/ha. La operación queda reflejada en la siguiente tabla.

**TABLA 8. Término de una renta constante, temporal, prepagable y entera**

Precio de compra del terreno ( $V_0$ )	51.462
Tipo de interés promedio en tanto por uno (i)	0,0428
Nº de años <sup>32</sup> (n)	25
Término de la renta (€/ año) (c)	3.252,1

Fuente: elaboración propia.

Nota: El tipo de interés promedio está redondeado.

A continuación se recoge el cálculo de un término constante para una renta perpetua o vitalicia. Con ello se obtiene un término constante y perpetuo de 2.110 €/año/ha que servirá a modo de referencia para un hipotético caso de arrendamiento de carácter vitalicio.

Finalmente, también podría resultar de interés el cálculo del primer término de una renta variable en progresión geométrica, temporal, prepagable y entera. El factor de progresión que se aplica (q) toma como referencia las medias de las variaciones anuales del IPC obtenidas del INE también para el periodo comprendido entre el año 2002 y el 2013. Despejando (c) se obtiene un término para el primer año de 2.470€/ha.

**TABLA 9. Primer término de una renta en progresión geométrica, temporal, prepagable y entera**

Precio del terreno ( $V_0$ )	51.462
Tipo de interés promedio en tanto por uno (i)	0,0428
Factor de progresión: (1+ media de la variación del IPC 2002-2013 en tanto por uno)	1,0265
Nº de años (n)	25
Primer término de la renta (€/año) (c)	2.470

Fuente: elaboración propia.

Para el cálculo de los siguientes términos únicamente habría que aplicar el factor de progresión al primero de los términos.

<sup>31</sup> <http://www.tesoro.es/doc/SP/home/estadistica/3y4.pdf>

<sup>32</sup> Se consideran 25 años dado que la producción supone 15 años, más los tiempos de obtención de permisos previa, la exploración, recuperación del terreno, etc.

### 3.1.1.3. Cálculo del pago de alquiler en base al coste de oportunidad del uso del terreno para otra actividad

Aquí se calcula el pago del arrendamiento como un coste de oportunidad de emplear el terreno en otra actividad, en este caso para la actividad agrícola. De esta manera se estiman de forma aproximada los ingresos anuales que produciría el cultivo de trigo en base a datos del año 2013. De la misma manera se realiza un cálculo estimado de los costes variables de la actividad, no considerándose gastos fijos como podría ser el de la amortización o el coste de la mano de obra. Así por diferencias entre ambos conceptos se obtiene un término de alquiler de 2.902 €/año para 3 ha de terreno.

**TABLA 10. Cálculo del arrendamiento de un terreno en base al coste de oportunidad del cultivo del mismo**

Año 2012-2013	
<b>INGRESOS</b>	
<b>TOTAL ingresos</b>	1857,89 €/ha (a+b)*c
Precio promedio para el trigo €/tn (a)	247,99
Ayuda de la UE €/tn (b)	51,67
Rendimiento promedio del terreno en Álava tn/ha(c)	6,2
<b>GASTOS</b>	
<b>TOTAL gastos</b>	890,570 €/ha
Semilla €/ha	97,69
Maquinaria €/ha	222,21
Fertilizantes y fitosanitarios €/ha	432,67
Energía €/ha	138
<b>RESULTADO</b>	<b>967,3</b>
<b>TOTAL por las 3 ha</b>	<b>2.902 €</b>

Nota: hay datos que no están disponibles para 2013 y se han empleado aquéllos de 2012.

Fuente: [http://www.magrama.gob.es/es/agricultura/temas/producciones-agricolas/Informe\\_precios\\_campa%C3%B1a\\_2013\\_14\\_junio\\_2014\\_tcm7-337237.pdf](http://www.magrama.gob.es/es/agricultura/temas/producciones-agricolas/Informe_precios_campa%C3%B1a_2013_14_junio_2014_tcm7-337237.pdf)

Fuente: RICAV (Red de Información Contable Agraria Vasca); [http://www.nasdap.ejgv.euskadi.net/r50-774/es/contenidos/estadistica/bancodatos\\_ricav/es\\_dapa/bancodatos\\_ricav.html](http://www.nasdap.ejgv.euskadi.net/r50-774/es/contenidos/estadistica/bancodatos_ricav/es_dapa/bancodatos_ricav.html)

A la luz de los resultados de los apartados anteriores, se observa que el precio de un alquiler podría ir desde los 904 € hasta los 3.252€.

Se podría esperar que el alquiler, dada la actividad a la que se dedicaría fuera más elevado en cualquiera de los casos que se exponen, pudiendo alcanzar más fácilmente los 2.000-3.000€/año/ha, que los 1.000. Además, habría que considerar la existencia de ayudas y/o subvenciones que pudiera estar recibiendo el arrendador por la realización de la actividad previa.

También podría plantearse la posibilidad de realizar una valoración en base al coste de oportunidad de emplear el terreno en otra actividad, ya no agrícola sino por ejemplo energética como la explotación de un parque eólico. En este caso, la remuneración podría ser por aerogenerador instalado o por producción, si bien lo más habitual es el primero de los casos.

### 3.1.2. Compra del terreno

Una vez considerada la posibilidad de arrendar el terreno se describe brevemente, a continuación, la posibilidad de la compra del mismo. Dado que el desarrollo de un proyecto de *shale gas* que conlleve producción se podría desarrollar a lo largo de un plazo de unos 15 años, parecería razonable que se considerara esta opción.

Una alternativa para llegar a una aproximación del precio de adquisición sería suponer el precio medio de adquisición del terreno en la CAPV ya reflejado en el segundo supuesto de arrendamientos, en concreto, esa cuantía ascendía a 51.462 €. Asimismo, se han calculado dos valores actuales diferentes como precio aproximado del terreno basándose en la cuantía del pago de alquiler obtenida en el último supuesto de arrendamientos, la cual ascendía a 2.902 €/año.

Así, considerando dicha cuantía de 2.902 €/año como término de una renta constante, temporal, prepagable, entera y, empleando el mismo tipo de interés, duración y expresión matemática indicada anteriormente para dicho tipo de renta en el supuesto b) de los arrendamientos, se obtiene un valor actual del terreno o un precio de 45.921 €.

**TABLA 11. Temporal, prepagable y entera**

Término de la renta (c)	2.902,0
Tipo de interés promedio en tanto por uno (i)	0,0428
Nº de años	25
Precio de compra del terreno (€) ( $V_0$ )	45.921

Fuente: elaboración propia.

Ahora, si se considera los 2.902 €/año como primer término de una renta variable en progresión geométrica, temporal, prepagable e inmediata, es decir, con la misma expresión matemática y factor de progresión mostrados anteriormente, el valor actual resultante ascendería a 60.461 € como se refleja en la tabla siguiente.

**TABLA 12. Precio de compra del terreno en base a una renta variable, en progresión geométrica, temporal, prepagable e inmediata**

Primer término de la renta (c)	2.902,0
Tipo de interés promedio en tanto por uno (i)	0,0428
Factor de Progresión	1,027
Precio de compra del terreno (€) ( $V_0$ )	60.462

Fuente: elaboración propia.

En el caso de la compra del terreno se observa que el precio del mismo estaría entre los 45.000 y los 60.000€, no obstante, de nuevo se podría pensar que el precio final estaría, más probablemente en el rango superior, e incluso por encima.

### 3.1.3. Resumen

Las cifras que se han obtenido hasta aquí, muestran precios, que como se ha comentado, probablemente estarían por debajo de los precios de mercado. Es más, es probable que debido a la actividad que se desarrollaría, los propietarios esperaran una mayor cuantía.

En este sentido, ya se comentaba que el arrendamiento podría alcanzar los 2.000-3.000 €/año/ha.

**TABLA 13. Resumen de los posibles arrendamientos o precios de compra del terreno**

Concepto	Modo de cálculo	Coste
Arrendamiento anual	Cánones de arrendamiento en función del tipo del terreno	904 €/3ha
	Renta constante, temporal, prepagable y entera	3.252,1 €/3ha
	Renta perpetua o vitalicia	2.110 €/ 3ha
	Renta en progresión geométrica, temporal, prepagable y entera	2.470 €/3ha
	Coste de oportunidad del cultivo del terreno	2.902€/3ha
Compra del terreno	Renta constante, temporal, prepagable y entera	45.921 €
	Renta variable, en progresión geométrica, temporal, prepagable e inmediata	60.462 €
	Valor de referencia del mercado (terreno rústico, uso agrícola)	195.000€/ha

Fuente: elaboración propia.

## 3.2. Simulación de los incentivos para los agentes

En este apartado se van a analizar y simular los resultados que, en base a una serie de supuestos, podrían obtenerse como resultado del desarrollo de un proyecto de *shale gas*. En primer lugar se analiza cómo se podría repartir una cantidad fija como incentivo a la exploración, siguiendo el ejemplo del caso del Reino Unido. Se repasan los agentes que podrían incluirse en el reparto de la cuantía y en la manera de realizarlo. Se considera que, a pesar de que se plantea la opción de entregar parte del incentivo a la Provincia, finalmente, parece más razonable que la reciban los Municipios y/o UAMRs, en especial aquéllos más involucrados, debido a los importes que se manejan y su representatividad sobre los presupuestos de los diferentes agentes.

En un segundo apartado se analiza el caso de un incentivo variable en función de la producción que, en este caso, podría repartirse a las Provincias junto con los Municipios y/o UAMRs, especialmente aquellas más directamente involucradas. Además, se plantea la posibilidad de emplear los fondos obtenidos en actividades energéticas renovables que generen una rentabilidad a largo plazo para los agentes.

### 3.2.1. Incentivos y beneficios económicos en la fase de exploración

Como consecuencia de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos, en el Reino Unido se planteaba la retribución de un importe, inicialmente, de 100.000£<sup>33</sup> a los agentes locales, de manera que repercuta positivamente en el desarrollo del territorio. Se plantea aquí la misma idea.

Ello supondría repartir una cantidad fija de 150.000 o 200.000 € en un inicio, es decir, al inicio de la fase de exploración, independientemente de que después se explote o no. Dicha cantidad se ofrecería en función del número de emplazamientos (*multi well pad*<sup>34</sup>). Como puede observarse esta cantidad es razonablemente superior a la resultante de convertir a euros las 100.000£ del Reino Unido.

Es decir, se trataría de una cantidad pagada independientemente de que finalmente se extrajera o no gas de dicho emplazamiento. Dicho importe se podría entregar en dos pagos (por ejemplo, al otorgamiento de la licencia municipal y al inicio de la perforación del sondeo).

Si bien en el Reino Unido, de donde procede esta idea, se planteaba a su vez un reparto entre cantidades de libre disposición y de fondos con finalidades para la comunidad, se considera que esta distinción no es interesante, en la medida en que la libre disposición podría ser motivo de problemas y preocupaciones. De esta

<sup>33</sup> No se ha encontrado una justificación a esta cifra.

<sup>34</sup> Un *multi well pad*, se entiende como un emplazamiento con varios pozos: 1 o 2 durante la exploración; y entre 8 y 12 durante la explotación.

manera también podría tener sentido no aplicar el método de remuneración a los RDIs que se aplicaba en el caso italiano.

Una posible aplicación de los fondos por parte de sus receptores podría configurarse en forma de menores impuestos locales como el IBI, el IAE, el IVTM, el ICIO<sup>35</sup> o el IVTNU<sup>36</sup>. De esta manera, los ciudadanos se verían favorecidos por la actividad. Es más, los fondos quedarían en el propio Municipio, con lo que ello supone.

En lo que se refiere a los fondos entregados tanto a Provincias como a Municipios/UAMR, sería conveniente disponer de mecanismos que permitiesen una garantía de que se emplean en actividades a favor del bien común, como por ejemplo en rehabilitación energética de edificios (públicos y privados) o desarrollo de fuentes de energía renovables en el territorio que sigan generando un beneficio a la comunidad en el largo plazo.

La siguiente tabla muestra un primer ejemplo de trabajo, aunque los supuestos y alternativas son muchos. Con una hipótesis de retribución por emplazamiento para la exploración de 150.000 € y 200.000€, se podría realizar un reparto como el que se observa a continuación.

**TABLA 14. Ejemplos de reparto de la retribución fija por emplazamiento**

Retribución fija por cada <i>Multi well pad</i> (€)	Nº de emplazamientos	Retribución fija total (€)	Provincia		Municipio/ UAMR	
150.000	1	150.000	30%	45.000	70%	105.000
			35%	52.500	65%	97.500
			40%	60.000	60%	90.000
200.000		200.000	30%	60.000	70%	140.000
			35%	70.000	65%	130.000
			40%	80.000	60%	120.000

Fuente: elaboración propia.

En este análisis se han considerado, a modo de ejemplo, cuatro Municipios, con diferencias considerables en cuanto a tamaño, población y número de viviendas. Datos referentes a su población, número de viviendas y superficie, se contemplan en la siguiente tabla.

<sup>35</sup> Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras.

<sup>36</sup> Impuesto sobre el incremento del valor de los terrenos de naturaleza urbana.

**TABLA 15. Datos por Municipio**

	Superficie (km <sup>2</sup> )	Población	Total viviendas	Total viviendas de residentes	Distritos	Secciones
Kuartango	89,4	343	336	159	1	1
Iruña de Oca	21,03	3.072	1.616	1.200	5	5
Espinosa de los Monteros	137,5	2.007	2.194	773	n.d.	n.d.
Vitoria-Gasteiz	276,8	238.911	111.247	102.830	6	192

Nota 1: Se entiende que los distritos y secciones podrían ser las UAMRs.

Nota 2: n.d. = no disponible

Fuente: elaboración propia.

A continuación se procede a plantear un posible reparto de los fondos correspondientes a los Municipios/UAMR. Por falta de datos de las UAMRs, se comparan los ingresos con los presupuestos de los Municipios.

**TABLA 16. Ejemplo de reparto entre UAMR**

Localidad	Presupuesto municipal (€)	Retribución fija total (€)	% destinado a Municipio/UAMR	% sobre presupuesto
Kuartango	722.476	200.000	70%	19,38%
			65%	17,99%
			60%	16,61%
Iruña de Oca	3.113.531	200.000	70%	4,50%
			65%	4,18%
			60%	3,85%
Espinosa de los monteros	2.028.152	200.000	70%	6,90%
			65%	6,41%
			60%	5,92%
Vitoria-Gasteiz	344.671.542	200.000	100%	0,04%

Fuente: elaboración propia.

Como se puede apreciar, dados los supuestos considerados de retribución y de presupuestos, los porcentajes obtenidos sobre el presupuesto total presentan grandes diferencias.

Finalmente, si bien se planteaba el reparto de una cantidad menor a las Provincias, en su caso podrían ser las Comunidades Autónomas quienes la recibieran, teniendo en cuenta que los presupuestos de la CAPV, en 2013, fueron de 9.316,7 millones de euros, una cantidad de 150.000 o incluso 200.000€ no parece ser suficientemente significativa.

Del mismo modo, se plantearía la situación para las Provincias. En el caso de Álava, donde se encuentran tres de los cuatro territorios considerados, a efectos de datos para los cálculos y la simulación, el presupuesto, en 2013, fue de 1.832 millones de

euros, lo que supone que 200.000€ serían un 0,0109%. Por las razones apuntadas anteriormente parecería razonable entregar la cantidad fija a los Municipios, teniendo en cuenta las UAMRs más directamente involucradas, y no considerando en este caso un reparto a las Provincias y/o a las Comunidades Autónomas<sup>37</sup>.

Conviene reiterar la importancia que tendría una adecuada gestión y supervisión de la misma, de los fondos, que garantice la repercusión positiva en los agentes locales, en concreto, y en última instancia en los RDIs. En el caso de que los fondos tuvieran un objetivo finalista, todavía más claro en el caso de la retribución variable, se podría plantear la supervisión de las inversiones en energías renovables y/o rehabilitación energética de edificios por entidades independientes neutrales, objetivas y con conocimiento del sector.

---

<sup>37</sup> Si la tasa municipal fuera el 4% del 100% de la obra, la retribución fija estaría dirigida a las UAMRs. Parece que no debería ser superior a 250.000 €. En caso de que fuera el 4% de la obra civil la remuneración fija podría aumentarse hasta los 500.000 € y podría repartirse entre Provincia y Municipio/UAMRs.

### 3.2.2. Incentivo variable durante la fase de explotación

En caso de que la exploración fuera positiva, se plantearía la producción de *shale gas*. En este caso, se propondría una retribución que sería un porcentaje en función del valor de mercado del gas obtenido. No obstante, sería necesario decidir cuánto se repartiría y cómo se realizaría el reparto de esta retribución en el tiempo.

El ejercicio de simulación que se recoge a continuación, pretende ser un punto de partida en base a unas hipótesis que pueden considerarse razonables, con el fin de examinar los resultados que surjan para evaluar los posibles incentivos durante la fase de explotación. En ningún caso pretende corresponderse con datos reales de explotación en Estados Unidos o de inversiones en el territorio.

Para ello, lo primero que se ha hecho es realizar una aproximación a un proyecto de inversión. Se ha tomado como herramienta financiera para la valoración del proyecto la TIR, o tasa de rentabilidad interna, que es aquella que permite que la suma de los flujos de caja actualizados se iguale al valor de la inversión. La TIR es la tasa de rentabilidad mínima, por debajo de la cual se decide no realizar el proyecto y por encima de la cual, sí se realiza el proyecto.

A partir de ella, y asumiendo que la rentabilidad o coste de los fondos ajenos es constante, independientemente de la estructura de la financiación, se puede obtener el coste mínimo o rentabilidad mínima de los fondos propios. Por lo tanto, conviene destacar la diferencia entre la rentabilidad del proyecto y la rentabilidad de los fondos ajenos y de los fondos propios.

En principio se va a realizar un ejercicio de simulación en el que se van a plantear dos escenarios. El primero es que proyecto se financia al 50% con fondos propios y 50% fondos ajenos; en el segundo caso, se financia al 75% con fondos ajenos y el 25% restante con fondos propios, es decir, aumenta la financiación ajena. Con este último planteamiento, se procede a valorar un proyecto de inversión de gas de esquisto, pero en este caso, el valor de la inversión será inferior. Con estos supuestos, se trata de ofrecer una imagen de la sensibilidad de los resultados que se obtienen, de manera que se puedan extraer algunas conclusiones.

En el anexo V se plantean posibles maneras de repartir los fondos recaudados en el tiempo.

Volviendo a los proyectos de explotación de *shale gas* y su valoración, se ha tomado como referencia un emplazamiento o *well pad* con diez pozos con una producción estimada, optimista de 40 Bcf durante una vida de quince años.

El coste de financiación de la inversión (20 millones por *well*) se estima en un 4%. Dicha cifra se obtiene como promedio del tipo de interés del período 2002-2013. Relacionado directamente con la financiación se estima un período de devolución de la inversión de 7 años y un planteamiento de cuota de amortización constante, método lineal.

Los costes de operación y mantenimiento se han considerado como un 1% anual de la inversión. No obstante, podría plantearse de acuerdo con otros criterios, diferenciando por ejemplo, entre costes fijos de operación y mantenimiento y costes variables. En este segundo caso, los costes fijos de operación y mantenimiento podrían haberse estimado en un 2,5% del gasto anual del capital; y los costes variables de operación y mantenimiento, en base a estimaciones en el Reino Unido, serían 0,5 £/bcf (Amion Consulting Limited, 2014).

Por su parte, el IPC empleado (2,65%) es el promedio de 2002 a 2013. Tanto para la estimación del tipo de interés como del IPC se consideran plazos de tiempo amplios, debido a que la inversión se realiza para un período de producción de 10-15 años.

A los efectos de este primer ejercicio de simulación no se ha considerado la fiscalidad de los hidrocarburos, aunque posteriormente sí se realiza algún análisis al respecto (ver anexo IV. a).

El precio del gas se ha calculado como precio promedio de los años 2010-2014 del gas en España + 1\$/MMBtu (7,997€/MBtu). Dicho precio se actualiza anualmente, en esta simulación, a la tasa del IPC. De igual manera se ha actualizado el precio del arrendamiento del terreno a lo largo del tiempo. Se emplea como base del alquiler una cifra promedio de 2.500 €/ha. No se ha considerado que se adquiere el terreno, no obstante, las cifras muestran que los resultados de las simulaciones no variarían de manera significativa en caso de que se comprara vs. arrendamiento.

La producción de gas no convencional se ha modelizado en base a un planteamiento que supone que los tres primeros años se extrae el 75% del total del gas del yacimiento. A continuación, se produce un decrecimiento de la cantidad que se extrae, resultando que cada año se obtiene un 15% de lo que queda.

De esta manera resulta que los tres primeros años se produciría:

$$Q1+Q2+Q3 = 75\% \times Q_t$$

Donde  $Q_t$  es la cantidad total de gas que contiene el yacimiento.

$$Q1 = 0,5 \times 0,75 \times Q_t$$

$$Q2 = 0,35 \times 0,75 \times Q_t$$

$$Q3 = 0,15 \times 0,75 \times Q_t$$

La producción pendiente de extraer ( $Q_{pe}$ ) en el año  $n-i$ :

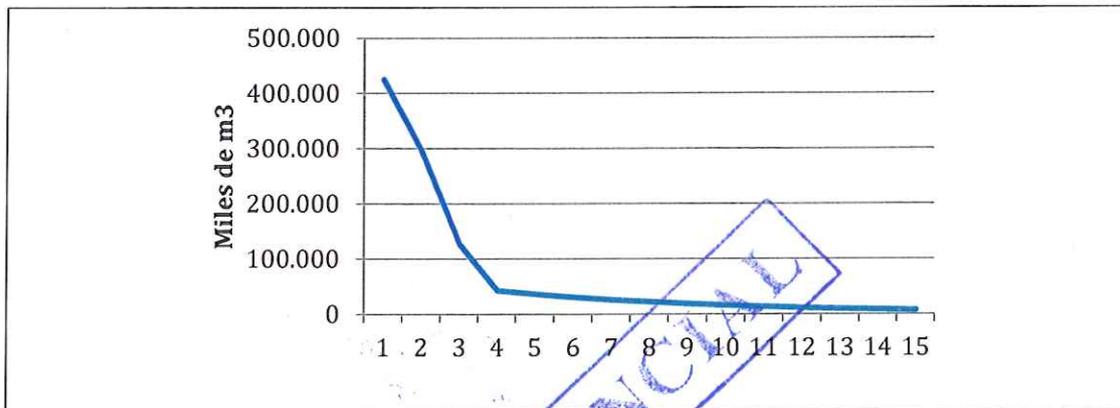
$$Q_{pe}(n-i) = Q_t - \sum_{n=1}^{n=n-i} Q_n$$

Los años siguientes se produciría de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Q_n = Q_{pe}(n-1) \times (1-0,15)^n$$

En base a los supuestos anteriores, la producción se recoge en el siguiente gráfico.

**GRÁFICO 1. Evolución de la producción de gas (miles de m<sup>3</sup>)**



Nota: Con estos supuestos, quedaría pendiente de extraer el 3,5% del total de gas.

Fuente: elaboración propia.

Finalmente se establece un impuesto sobre la producción, que se calcularía sobre el valor de las ventas del gas extraído. La cuantía total que se recaudaría sería la que se repartiría entre los RDIs y las UAMRs. Para seleccionar qué porcentaje es más interesante para su posterior reparto, se considera en primer lugar un rango de tipos aplicables al valor de la producción desde el 0% hasta el 8%.

A continuación se ha calculado la tasa de rentabilidad interna (TIR) de la inversión en base a los supuestos anteriores y a las estimaciones, para diferentes tipos del impuesto sobre la producción. De este modo, se obtiene la siguiente tabla donde se muestra la evolución de ambos conceptos. Como se puede observar conforme aumenta el tipo del impuesto, disminuye la rentabilidad de la inversión.

A continuación se plantea la evolución de la rentabilidad del proyecto y de los fondos propios, en el caso de que se cubriera la inversión al 50% con fondos propios y al 50% con fondos ajenos. Como se puede observar, en igualdad de condiciones, la rentabilidad se reduce.

**TABLA 17. Evolución de la rentabilidad vs. al nuevo impuesto sobre la producción (50% FP, 50% FA)**

Nuevo impuesto sobre hidrocarburos	TIR	Recaudación total (€)	Evolución de la TIR conforme evoluciona el impuesto sobre la producción
0%	19,78%	0	
1%	19,10%	3.260.341	
2%	18,42%	6.520.681	
3%	17,74%	9.781.022	
4%	17,06%	13.041.362	
5%	16,38%	16.301.703	
6%	15,70%	19.562.043	
7%	15,02%	22.822.384	
8%	14,34%	26.082.724	

Nota: los datos relativos a la recaudación no se vuelven a recoger dado que son los mismos en todos los escenarios planteados. Únicamente varían en caso de que cambie la cantidad de gas obtenida y/o el precio al que se podría vender.

Fuente: elaboración propia.

En este caso, la rentabilidad del proyecto se encontraría entre el 14 y el 20%, que supondría una rentabilidad sobre los fondos propios de entre el 25 y el 36%. Conforme aumenta el impuesto, aumenta la recaudación por la vía del impuesto, disminuye la rentabilidad del proyecto, dado que disminuyen los flujos de fondos, y de la misma manera, disminuye la rentabilidad que reciben los fondos propios.

A continuación, se analiza la evolución de la rentabilidad del proyecto en el caso de que se financiara un 25% con fondos propios y un 75% con fondos ajenos.

**TABLA 18. Evolución de la rentabilidad vs. al nuevo impuesto sobre la producción (25% FP, 75% FA) (inversión inicial de 20 millones de euros por pozo)**

Nuevo impuesto sobre hidrocarburos	TIR	Evolución de la TIR conforme evoluciona el impuesto sobre la producción
0%	20,57%	
1%	19,86%	
2%	19,14%	
3%	18,43%	
4%	17,71%	
5%	17,00%	
6%	16,28%	
7%	15,57%	
8%	14,85%	

Fuente: elaboración propia.

A la luz de los datos anteriores, se puede concluir que en igualdad de condiciones, conforme aumenta el impuesto, disminuye igualmente la rentabilidad, al aumentar la recaudación, que no se ve afectada por la estructura de la financiación del proyecto. También se debe destacar que la rentabilidad total del proyecto aumenta, levemente, en la medida en que el pago por la inversión realizada con los fondos ajenos, se difiere en el tiempo, no así la inversión que realizan los fondos propios, que en este caso, se realiza siempre en el momento inicial o cero de la misma.

Se puede destacar que la rentabilidad que perciben los fondos propios aumenta conforme aumenta la proporción de la financiación ajena en el proyecto, siempre y cuando la remuneración de ésta última permanezca estable.

Por su parte, si aumentara la remuneración de los fondos ajenos, caería también la rentabilidad de los fondos propios. En este sentido, tener una cifra más aproximada del coste de la financiación ajena permitiría obtener una rentabilidad de los fondos propios más ajustada a la realidad.

Dado que se trata de una simulación, se ha procedido a calcular el nivel de producción mínimo necesario para que el proyecto anterior fuera viable.

La siguiente tabla muestra distintas TIR para diferentes volúmenes de producción, resultando que se necesita al menos una producción de 850 millones de m<sup>3</sup> para lograr una rentabilidad positiva, aunque muy reducida del proyecto.

**TABLA 19. Volumen de producción vs. TIR (inversión inicial de 20 millones de euros por pozo)**

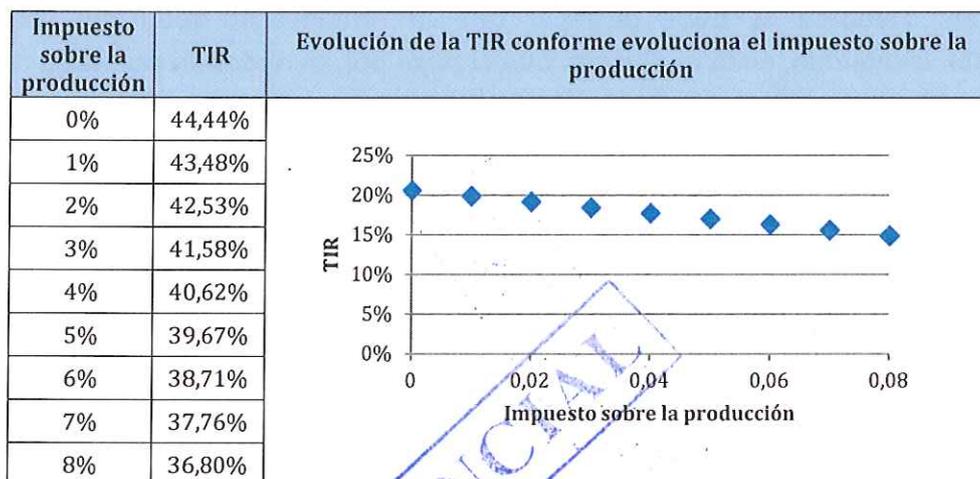
Volumen de producción (miles de m <sup>3</sup> )	TIR	Volumen de producción vs. TIR
849.600	0,45064%	
920.400	4,82%	
991.200	9,13%	
1.062.000	13,42%	
1.132.800	17,71%	

Nota: Para un impuesto del 4%.

Fuente: elaboración propia.

Volviendo a la relación entre producción e inversión, teniendo en cuenta que la producción que se va a obtener es una cantidad fija, donde lo que se deja de producir es relativamente reducido y probablemente costaría más extraerlo, en caso de poderse, de lo que se obtendría de su venta; se ha procedido a analizar cómo mejoraría la rentabilidad con unos menores costes de la inversión, es decir, si se lograra reducir la misma en base a la curva de aprendizaje hasta un nivel de 15 millones de euros/pozo.

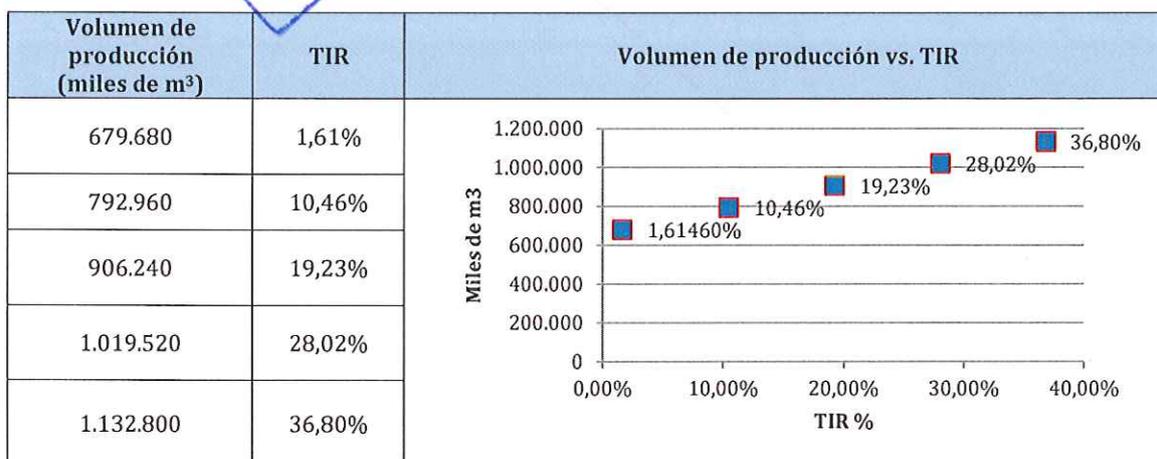
**TABLA 20. Evolución de la rentabilidad vs. al nuevo impuesto sobre la producción (25% FP, 75% FA) (inversión inicial de 15 millones de euros por pozo)**



Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar con una reducción del 25% del coste de la inversión, aumenta la TIR más del doble. En este caso, de nuevo, se vuelve a analizar el nivel mínimo necesario de producción para que la inversión presente una TIR positiva.

**TABLA 21. Volumen de producción vs. TIR (inversión inicial de 15 millones de euros por pozo)**



Nota: para un impuesto del 4%.

Fuente: elaboración propia.

Realizando un análisis de los resultados se ha observado que las dos variables que parecen ser fundamentales son la inversión y la producción. El resto de variables tiene un menor impacto sobre la rentabilidad del proyecto, en especial, los costes de operación y mantenimiento, el arrendamiento e incluso el IPC.

En lo que se refiere al precio de mercado del gas, obviamente, lograr un mayor precio mejoraría el interés de la inversión, no obstante, es en el mercado donde se establece el precio, y se considera que en base a la situación actual no cabe plantearse un aumento del mismo. No obstante, un precio de 10 €/MMBtu (0,35 €/m<sup>3</sup>), supondría una rentabilidad del 35%.

Analizando el precio del gas en el mercado, es necesario que el precio sea por lo menos 6 €/MMBtu para que la TIR no sea negativa en un proyecto financiado 25% con fondos propios, 75% con fondos ajenos y con una inversión de 200 millones de euros y un impuesto del 4%. Planteando un precio de 5,5\$/MMBtu, la rentabilidad obtenida sería negativa, -4,04%.

A la luz de los datos, con una menor inversión, *ceteris paribus*, la TIR del proyecto es muy superior. Además, como se ha podido observar, es necesario un nivel menor de producción para que la TIR del proyecto sea positiva.

Como ejemplo base se ha aplicado un tipo impositivo del 4%. Dicha cantidad, que puede parecer elevada, supondría una recaudación similar a la que se obtendría aplicando el sistema de Polonia (12,5% sobre la base imponible+1,5% del valor de mercado de la producción). No obstante, podría plantearse el establecer un impuesto que estuviera corregido por la inversión.

### **3.2.3. Opciones sobre el destino de la recaudación obtenida por el impuesto sobre hidrocarburos**

Una vez analizada la rentabilidad y la recaudación obtenida por un posible nuevo impuesto sobre la producción, se plantea qué se podría hacer con dichos fondos.

Como ya se ha mencionado, parece que no tiene demasiado sentido repartir parte de los fondos a los RDIs, siendo las UAMRs las unidades de menor tamaño, que recibieran importes por este concepto, tanto en los pequeños territorios como en los grandes.

En todo caso, se considera que los Municipios deberían recibir una parte importante de los fondos que se concedan. Éstos a su vez, deberían establecer criterios para repartir parte de los mismos entre las UAMRs más directamente involucradas.

Entre los posibles criterios de reparto se considera el presupuesto de dichos agentes como elemento fundamental, ya que demuestra los volúmenes de fondos que son capaces de gestionar. También, parece razonable que las Provincias recibieran una parte de estos fondos.

Por lo tanto, Provincias, Municipios y UAMRs recibirían fondos. Quedaría en sus manos ofrecer mejoras como por ejemplo, reducciones de tasas, becas de transporte, de empleo, desarrollo de infraestructuras, energías renovables, etc, que beneficien a todos los agentes partícipes.

**TABLA 22. Reparto de los fondos entre los agentes directamente involucrados (Municipios/ UAMRs) para el caso de una inversión de 20 millones de euros y un 4% de impuesto sobre la producción**

	Municipios/UAMRs (millones de €)	Proyecto energético (millones de €)
30%-70%	3,9	9,1
40%-60%	5,2	7,8
50%-50%	6,5	6,5

Fuente: elaboración propia.

Si se toma en consideración la segunda opción por ejemplo, los fondos obtenidos podrían dedicarse en un 40-60% a dos grupos de actividades diferenciadas. La primera (40%) podría ser aquella que repercutiera directamente en los ciudadanos residentes. Esto podría realizarse a través de reducciones de tasas, becas de formación o mejora de infraestructuras, por ejemplo.

El segundo grupo sería el aplicar dichos fondos a actividades energéticas, es decir, que desde su origen, el 60% de los fondos recaudados se aplicarían a este tipo de actividades. Para ello, se podría crear un fondo gestionado por una entidad independiente, objetiva y con conocimiento de la energía y supervisada por UAMRs, Municipios y Provincias donde se hubiera extraído gas no convencional, que se dedicara a realizar inversiones en energías renovables que les sirviera como fuente energética alternativa/adicional a los territorios objeto de estudio (desarrollo de autoconsumo)<sup>38</sup>, becas en formación de temas energéticos (gas o renovables) para los residentes en el territorio o que les reportara ingresos adicionales que se mantuvieran en el tiempo y repercutieran en unos mayores fondos disponibles cada año.

A modo de ejemplo, a continuación se presenta un análisis que muestra cómo se podría invertir el 60% de la recaudación en un proyecto de renovables, en este caso en un parque eólico.

Para la realización de dicho caso, se plantean una serie de hipótesis. La primera es la inversión. En base a los fondos de que se dispondría, se plantea una inversión en 8 MW (cuatro de 2 MW cada uno), donde el coste promedio sería de 937 €/kW y la vida útil de los aerogeneradores se estima en 25 años. Los costes de operación y mantenimiento podrían ascender al 3% de la inversión.

Por otro lado, se plantea que el nivel de disponibilidad de las instalaciones sea del 25%, teniendo en cuenta cifras promedio de las experiencias en este campo. Tomando en consideración que el tipo de interés y el IPC son los mismos que los planteados anteriormente, quedaría por estimar el precio de venta de la electricidad (50€/MWh, basado en los precios de mercado).

<sup>38</sup> Esto a su vez tendría un impacto de activación de la economía y de empleo en el territorio.

En base a los supuestos anteriores se ha desarrollado un flujo de fondos de un proyecto, que da como resultado una TIR del 5,58%<sup>39</sup>. Conviene destacar que la rentabilidad que se obtiene es únicamente para los fondos propios, ya que no se acude a financiación externa.

En el anexo IV, apartado b) se contempla el caso de que se invirtiera, en lugar de en eólica en fotovoltaica.

### 3.2.4. Resumen

A la luz de todo lo explicado y presentado, se plantea a continuación un cuadro resumen de los principales resultados de las simulaciones de los incentivos a los agentes en España.

**TABLA 23. Resumen**

Concepto	Sujetos receptores	Porcentajes de reparto	Destino
Incentivo en la fase de exploración	Municipios y UAMRs	100%	La comunidad
Incentivo en la fase de explotación	Provincias y Municipios/UAMRs	40%-60% respectivamente	30%- Directamente a la comunidad 70%- Actividades energéticas que indirectamente benefician a la comunidad

Fuente: elaboración propia.

<sup>39</sup> Ver anexo VI, apartado d).

#### 4. ANEXO I. Incentivos a la exploración y explotación de hidrocarburos en Texas

El caso de Texas se analiza como un caso apartado del resto dado que presenta una especificidad como es el hecho de que el mineral no tiene por qué pertenecer al Gobierno.

En esta sección se comienza describiendo el régimen de propiedad de la tierra, diferenciando entre el propietario de la superficie y el propietario del subsuelo, e identificando brevemente los derechos de cada uno sobre el terreno. A continuación, se explica el contrato de arrendamiento<sup>40</sup> de los emplazamientos susceptibles de ser explotados, describiendo las partes involucradas en el acuerdo, así como los derechos y obligaciones derivados del mismo (pago de *bonus*, *royalties* etc.)

Atendiendo, en primer lugar, a la propiedad del terreno existe la *common law*, que se trata de una ley común fundamental en todos los estados a excepción de Luisiana, donde el Código Napoleónico Francés sirve como base de un estatuto que rige la propiedad (Eubank, 1984).

Existen diferentes tipos de regímenes de propiedad, donde la más habitual es la *fee simple*, que supone una propiedad sin restricciones. Un propietario con *fee simple* puede separar sus intereses y vender parte de ellos, con lo que surgen dos tipos posibles de propietarios: los propietarios de la superficie y los propietarios del subsuelo.

La regulación considera que la propiedad del subsuelo tiene, en cierta medida, un carácter superior a la propiedad de la superficie, en el sentido de que el propietario de la superficie debe permitir al propietario del subsuelo el uso de la superficie para la extracción de minerales.

En aras de mantener una buena relación con el propietario de la superficie y no existiendo una obligación legal para ello, el operador en ocasiones se compromete a pagar una compensación previamente acordada por la alteración de su terreno<sup>41</sup>. La cantidad pagada puede variar significativamente en función del tamaño de la superficie y de otros muchos factores.

Asimismo, si el operador espera que necesite para su uso más superficie de la necesaria para la extracción, para el establecimiento de una oficina, de un almacén u otro tipo de infraestructura en ocasiones se firmará un contrato de

---

<sup>40</sup> En muchas ocasiones una empresa minera no quiere comprar una propiedad porque no están seguros del tipo, cantidad o calidad de los minerales que allí existen. Es por ello que la fórmula más comúnmente empleada para hacerse con los derechos de explotación sea a través de un arrendamiento (*mineral lease*).

<sup>41</sup> Esta compensación no está basada en el valor de la producción extraída, ya que el propietario de la superficie (en el caso de no ser al mismo tiempo el propietario del subsuelo) no suele recibir retribución alguna por la explotación del subsuelo.

arrendamiento de superficie. La cuantía del pago se negocia entre las partes y para ella se toma como referencia o indicador el precio acordado por otros operadores en áreas cercanas al punto de extracción en cuestión.

Es el propietario del subsuelo quien tiene el derecho a ejecutar un contrato de arrendamiento (*mineral lease*) con fines de extracción de gas y petróleo (convirtiéndose así en el arrendador). Su arrendatario, en este caso el operador, a su vez, recibe el derecho a explorar; realizar las actividades de perforación y la construcción de carreteras, líneas de conexión, tanques, etc.

En primer lugar, hay que resaltar que un contrato de arrendamiento no da al arrendatario todos los derechos sobre la propiedad que ostenta el propietario de la misma. Un contrato de arrendamiento tiene límites, como el plazo. Si bien existen contratos de arrendamiento estándar en cuanto a ciertas disposiciones, los términos financieros o de pagos no son estándar y pueden variar significativamente entre un contrato y otro al depender de un elevado número de factores.

El arrendador en estos casos suele percibir diferentes tipos de compensación. En primer lugar, recibe un *bonus* no ligado a la producción. Se trata típicamente de un único pago realizado al arrendador para tratar de persuadirlo y así ejecutar el arrendamiento. Generalmente se basa, entre otros factores, en el número de hectáreas arrendadas.

Lógicamente las perspectivas del posible valor de lo extraído influyen en la cuantía del *bonus*. El "mercado" puede impulsar el precio de manera que pueden encontrarse precios desde 50\$ por acre si las perspectivas de extracción no son muy favorables, hasta 25.000\$ por acre en caso contrario.

En el caso de que el operador no desee perforar al final de un período especificado (casi siempre de 1 año), se podrá prorrogar el arrendamiento durante el resto del período inicial mediante el pago de un alquiler de demora (*delay rental*). Además, por cada año que se retrase la perforación, el arrendatario recibirá más pagos por este concepto. Si se paga el alquiler a tiempo, el contrato sigue en vigor por un año más, en caso contrario de extinguirá.

Por otra parte, en el caso de que se realice la explotación, se encuentran los *royalties*, que son unos pagos establecidos en base a un porcentaje sobre el total de la producción vendida, aceptado por el propietario y que se mantiene a lo largo del período de vigencia del contrato o por un período previamente especificado. El porcentaje tradicional negociado para los *royalties* ha sido un 12,5%, pero no es extraño que se especifiquen cuantías del 18,75%, 20%, 21,87% o, incluso, un 25% si las perspectivas son muy favorables. Generalmente, dichos pagos son realizados por los agentes que adquieren posteriormente el gas o el petróleo extraído, aunque

el propio contrato puede prever que sea el arrendatario quien haga frente a las cuantías a pagar.

En el caso de que el pozo perforado sea “seco” (negativo) y, por lo tanto, no se extraigan minerales o lo obtenido por la venta de lo extraído no sea suficiente como para cubrir los costes de inversión y producción (perforación, etc.), el propietario del subsuelo no suele recibir ningún tipo de compensación económica. Nótese que el arrendador tiene muy poco riesgo ya que es el arrendatario quién financia el desarrollo del pozo y sobre quien recae todo el riesgo financiero de los denominados *dry holes* o “pozos secos”.

Además de los beneficios anteriores, *bonus* y *royalties*, puede haber un *royalty* adicional en aquellos terrenos con buenas perspectivas de extracción, que pueden ser para el propietario o para aquellas personas que representen a la compañía de petróleo y gas. Todos los derechos anteriormente mencionados son independientes. Cada uno puede ser transmitido, en parte o en su totalidad, por el propietario de la tierra a un tercero.

En cuanto al arrendatario, el contrato le otorga derecho a acceder al terreno, a realizar la búsqueda de petróleo y gas y a extraer todo aquello que encuentre. Estos derechos son exclusivos, y pueden referirse colectivamente como la participación en la exploración (*working interest*). El *working interest* se refiere a una forma de inversión en las operaciones de perforación de petróleo y gas en el que el inversor es directamente responsable de una parte de los costes relacionados con la exploración, perforación y producción. De manera similar, los propietarios del *working interest* también participan plenamente en los beneficios de cualquier pozo de éxito.

En este sentido, el arrendatario o titular de un contrato de arrendamiento puede querer vender o compartir parte de su participación. Por ejemplo, si el arrendatario paga un *royalty* del 12,5% del valor de la producción, éste estará participando en un 87,5% sobre los beneficios de lo producido, pero a su vez, podrá ceder o vender parte de dicha cuota a la que tiene derecho a un tercero, esto es lo que se conoce como *overriding royalty*, obteniendo así financiación adicional para la explotación.

## 5. ANEXO II. Bono de hidrocarburos en Italia

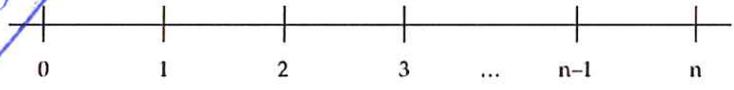
Como se ha comentado, en el caso italiano los beneficios obtenidos por la explotación de hidrocarburos se han materializado en la región de Basilicata como un bono de hidrocarburos para los ciudadanos con permiso de conducir, con la forma de tarjeta de pago especial. A efectos ilustrativos se muestra en la siguiente figura un ejemplo de tarjeta.

FIGURA 1. Ejemplo de pago a los residentes



## 6. ANEXO III. Fórmulas empleadas

**TABLA 24. Resumen de fórmulas empleadas en el cálculo de los arrendamientos**

Apartado	Tipo de renta	Fórmula
3.1.1.2	Renta constante, temporal, prepagable y entera	$V_0 = \ddot{A}_{n i} = c \times \ddot{s}_{n i} = c \times (1 + i) \times \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i}$
3.1.1.2	Renta perpetua o vitalicia con término constante	$\ddot{A}_{\infty i} = c \times (1 + i) \times a_{\infty i} = c \times \frac{1 + i}{i}$
3.1.1.2	Primer término de una renta variable en progresión geométrica, temporal, prepagable y entera	$\ddot{A}_{(c, q) n i} = (1 + i) \times c \times \frac{1 - q^n \times (1 + i)^{-n}}{1 + i - q}$
	Siguientes términos de la renta variable en progresión geométrica, temporal, prepagable y entera	$(C_1 = C \quad C_2 = Cq \quad C_3 = Cq^2 \quad \dots \quad C_n = Cq^{n-1})$ 

Fuente: elaboración propia.

## 7. ANEXO IV. Otros supuestos de simulación

### a) Consideración del impuesto de sociedades

En este anexo se van a completar los datos presentados anteriormente, considerando el pago del impuesto de sociedades (IS).

En este caso, se plantea una libertad de amortización, previa solicitud a Hacienda y en base a criterios técnico-económicos derivados de la estructura de la producción. Por este motivo, se supone que se amortiza en 15 años, siendo el 75% de la misma en los tres primeros años de la inversión. El primer año se amortiza el 50% de ese 75%, el segundo el 35% y el tercero el 15%. El resto se amortizaría linealmente en 12 años. El tipo de impuesto de sociedades será, por las características del negocio, del 35%<sup>42</sup>.

En este caso, se obtiene una menor rentabilidad. No obstante, la pérdida es menor de la esperada en la medida en que dadas las características del proyecto, se generarían bases imponibles negativas, a partir del noveno o décimo año según el tipo impositivo del nuevo impuestos sobre la producción, con lo que se generarían créditos fiscales para un futuro, pero no compensables si la empresa sólo tuviera este proyecto.

**TABLA 25. Evolución de la rentabilidad vs. al nuevo impuesto sobre la producción**

Nuevo impuesto sobre hidrocarburos	TIR
2%	12,6%
4%	11,7%
6%	10,8%

Fuente: elaboración propia.

Otra opción sería aplicar una amortización lineal en 15 años (en este caso, la TIR sería menor, entre un 2,7 y un 4,5% para los supuestos de la tabla anterior) o una amortización a 5 años, aplicando el coeficiente máximo del 20% anual.

### b) Supuesto de reinversión de los fondos en una planta fotovoltaica

A continuación se plantea un caso similar al planteado con la inversión en eólica, pero para el caso de la fotovoltaica, suponiendo que se invierte la cantidad del 60% de los recaudados por el impuesto en solar fotovoltaica.

<sup>42</sup> En la práctica podría plantearse la aplicación de una figura impositiva que reduciría la base imponible previa denominada factor de agotamiento. Dicha base podría reducirse en un 25% de las ventas de hidrocarburos o un 40% de la base imponible previa, a elección de la empresa. En caso de existir dotación por factor de agotamiento conforme a la legislación fiscal vigente, se está en la obligación de reinvertir la dotación generada por este concepto.

Conviene señalar que, en base a los datos, para lograr una rentabilidad de 2,6% se requeriría una prima del doble del precio medio de mercado considerado (0,10€/kWh aproximadamente).

En este caso, la potencia instalada sería muy inferior, apenas alcanzando los 1,3 MW, a un coste promedio de inversión de 5.700€/MWh y un coste de mantenimiento de 0,03€/MWh. Dicha potencia generaría electricidad aproximadamente 3.000 horas/año, durante el mismo plazo que en el caso eólico. El área ocupada podría ser de una hectárea.

CONFIDENTIAL

## 8. ANEXO V. Ejemplos de reparto de los fondos

Dados los importes de la recaudación por el impuesto sobre la producción y teniendo en cuenta que por el momento no se ha establecido un mecanismo de reparto de los fondos entre los diferentes agentes (RDIs, UAMRs, Provincias y CCAA), se plantean a continuación una serie de opciones, en caso de que se repartieran los fondos entre agentes con reducidos presupuestos, principalmente.

De esta manera se trataría de evitar que entidades con presupuestos y capacidad de gestión, relativamente reducida, reciban los fondos de una manera que facilite su administración.

### a) Reparto de los fondos en función del período en que se han generado

Este primer planteamiento de reparto supone que la recaudación del impuesto sobre la producción se realiza de acuerdo con la obtención de los fondos. Esto significa que el primer año se recibe la mayor parte de los mismos.

**TABLA 26. Reparto del impuesto sobre la producción en función de la producción de cada período (€)**

Año	Recaudación por impuesto sobre la producción	Año	Recaudación por impuesto sobre la producción	Año	Recaudación por impuesto sobre la producción
1	4.798.200,00	6	395.103,58	11	199.802,24
2	3.447.746,61	7	344.737,75	12	174.332,45
3	1.516.762,24	8	300.792,31	13	152.109,42
4	518.985,48	9	262.448,81	14	132.719,28
5	452.827,81	10	228.993,15	15	115.800,89

Fuente: elaboración propia.

### b) Reparto de los fondos en el año 1

En este apartado se plantea la posibilidad de actualizar los fondos que se esperan obtener y repartirlos el primer año. No parece que se trate de una idea que plantee un elevado riesgo, dado que se está partiendo de la premisa de que el primer año se genera el 80% del gas total.

**TABLA 27. Pago único de la recaudación**

Año	Recaudación por impuesto sobre la producción
1	11.569.585,42 €

Un planteamiento que podría hacerse es el reparto de los fondos al final de los 15 años. No obstante no parece que sea una posibilidad viable, dado que los agentes esperarían algo tangible.

Si bien puede ser muy atractivo para todo tipo de territorio, tanto este planteamiento como el anterior se proponen como opción para aquellos territorios

con elevados presupuestos, a los que recibir en un pago una cantidad muy elevada pueda interesar.

Territorios de tamaño reducido podrían encontrarse con una cantidad de dinero que triplica o más el presupuesto anual habitual.

**c) Reparto de los fondos como aportación anual constante a 15 años**

En este supuesto se plantea que durante el plazo de producción se entregan rentas constantes para la comunidad. Aplicando un tipo de interés del 4%, el mismo empleado hasta ahora se obtiene una renta que se muestra en la siguiente tabla.

**TABLA 28. Aportación anual constante**

Aportación anual constante a 15 años
1.040.581,24€

**d) Reparto de los fondos como aportación anual constante perpetua**

El siguiente supuesto plantea la posibilidad de que se realizara un reparto anual perpetuo. Con las variables estimadas y las hipótesis empleadas se obtendría una renta de 428.536 €.

**TABLA 29. Aportación anual constante y perpetua**

Aportación anual constante de carácter perpetuo
462.783,42 €

Esta forma de reparto y la anterior serían de interés en el caso de territorios con presupuestos reducidos.

**e) Reparto de los fondos como aportación en regresión geométrica**

El último supuesto que se plantea es el de una renta que se entregaría de manera progresiva, con un factor de reducción de la misma en el tiempo del 15%. De esta manera se adaptaría mejor la renta entregada a los fondos obtenidos, evitando que la mayor parte de la aportación se realizara en el primer período, tal y como sucede en el caso a.

Esto permitiría a la comunidad tener unos ingresos más estables en el tiempo.

**TABLA 30. Reparto de los fondos en regresión geométrica**

Año	Aportaciones anuales que disminuyen a un factor del 15%	Año	Aportaciones anuales que disminuyen a un factor del 15%
1	2.310.280,70	10	535.100,16
2	1.963.738,59	11	454.835,14
3	1.669.177,80	12	386.609,87
4	1.418.801,13	13	328.618,39
5	1.205.980,96	14	279.325,63
6	1.025.083,82	15	237.426,78
7	871.321,25		
8	740.623,06		
9	629.529,60		

Fuente: elaboración propia.

Este último caso, puede ser aplicable a territorios con presupuestos intermedios, que se podrían estimar entre los 10 y 100 millones de euros. En cada caso podrían plantearse diferentes factores de regresión.

## 9. ANEXO VI. Proyecto de Ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos

A continuación se presentan de manera resumida algunos de los principales datos relativos al Proyecto de Ley relacionados con el tema tratado en este informe y que a la fecha de elaboración del mismo se encuentra en tramitación parlamentaria.

**TABLA 31. Cuestiones relativas al impuesto sobre la extracción de gas y petróleo en el territorio español**

<b>Beneficiarios</b>	CCAA y Entidades Locales
<b>Vía</b>	Dotación a cargo de los Presupuestos Generales del Estado. El importe y distribución se regularán con conformidad a lo establecido en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones.
<b>Recaudación</b>	Impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados y las tarifas 3 y 4 del canon de superficie.
<b>Impuesto</b>	<p>Hecho imponible: la extracción en el territorio español de gas, petróleo y condensados, en las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos a las que hace referencia el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.</p> <p>Base imponible: Valor de la extracción una vez realizado el primer tratamiento de depuración y separación. Se determinará para cada concesión de explotación.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Volumen: Volumen total en cabeza de pozo, minorando las cantidades de agua, de CO<sub>2</sub> y otras sustancias retiradas en el proceso de depuración y separación. Medición: <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Petróleo y condensados: Barriles de petróleo (la orden especificará capacidades, medición...</li> <li>✓ GN: m<sup>3</sup> a 0°C y 1 bar de presión.</li> </ul> </li> <li>• Valor: Se calculará aplicando el precio de referencia aprobado mediante orden del MINETUR. Dicho precio de referencia será el resultado de calcular la media aritmética de los precios de los doce meses en cada periodo impositivo. Dichos precios mensuales se calcularán tomando como referencia la cotización de cada producto en los mercados más representativos. En dicha orden se recogerán los factores de conversión necesarios y otras particularidades. <i>(Véase Anexo 1 del Proyecto de Ley: Escalas de gravamen)</i></li> </ul>
<b>Canon de superficie</b>	<p>Tasa que grava los derechos de utilización privativa o de aprovechamiento especial del dominio público estatal de hidrocarburos con ocasión del otorgamiento de determinadas autorizaciones de exploración, de los permisos de investigación y de las concesiones de explotación regulados en el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, así como la ocupación de terrenos, subsuelo o fondos marinos, para la perforación de sondeos y la adquisición de datos sísmicos. El canon se registrará por lo dispuesto en esta ley y en la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos y demás normativa que le sea de aplicación.</p> <p>Estarán obligados al pago de esta tasa como contribuyentes los titulares de autorizaciones de exploración, permisos de investigación, concesiones de explotación.</p> <p><i>(Véase Anexo II: Tarifas de los cánones de superficie)</i></p>

Fuente: elaboración propia.

**TABLA 32. Anexo I. Escalas de gravamen para petróleo y condensados**

Barriles extraídos en periodo impositivo	Tipo impositivo	
	Explotación en tierra	Explotación marina
Hasta 365.000.	2%	1%
Desde 365.001 hasta 3.650.000.	6%	5%
Más de 3.650.000.	8%	7%

**TABLA 33. Anexo I bis. Escalas de gravamen para el gas natural**

Volumen extraído periodo impositivo	Tipo impositivo		
	Explotación marina	Explotación en tierra	
	Convencional	Convencional	No convencional
Hasta 32.850.000 m <sup>3</sup> .	1%	3%	1%
De 32.850.001 hasta 164.250.000 m <sup>3</sup> .	3%	4%	3%
Más de 164.250.000 m <sup>3</sup> .	4%	5%	4%

A estos efectos, se entenderá como extracción no convencional aquella que requiere la previa aplicación de técnicas de fracturación hidráulica de alto volumen, consistentes en la inyección en un pozo de 1.000 m<sup>3</sup> o más de agua por fase de fracturación, o de 10.000 m<sup>3</sup> o más de agua durante todo el proceso de fracturación y como convencional, aquella que se realiza mediante el uso de las restantes técnicas.

Por su parte, a continuación se presentan los datos referentes a las tarifas de los cánones de superficie del anexo II.

- a) En el caso de titularidad de permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos, se exigirá un canon por hectárea y año con arreglo a las tarifas primera y segunda, según proceda:

Tarifa primera: permisos de investigación	€/Ha y año
1. Durante la vigencia del permiso.	0,07631
2. Durante cada prórroga.	0,15262

Tarifa segunda: concesiones de explotación	€/Ha y año
1. Durante los cinco primeros años.	1,907752
2. Durante los siguientes cinco años.	5,341706
3. Durante los siguientes cinco años.	14,117364
4. Durante los siguientes cinco años.	17,551318
5. Durante los siguientes cinco años.	14,117364
6. Durante los siguientes cinco años.	7,249458
7. Durante las prórrogas.	5,341706

- b) Los cánones de las tarifas tercera y cuarta se devengarán cuando comiencen los trabajos destinados a la campaña sísmica o a la perforación del sondeo que,

salvo prueba en contrario, se presumirán comenzados a la emisión del último de los actos de control municipal preceptivo, cuando éste se ubique en territorio nacional o a la emisión de la autorización administrativa sectorial, si se ubica en subsuelo del mar territorial, zona económica exclusiva, plataforma continental y en los demás fondos marinos que estén bajo la soberanía nacional.

- ✓ Tarifa tercera: Sujeta la perforación de sondeos de investigación o explotación.

Tarifa tercera: perforación de sondeos en permisos de investigación y concesiones de explotación	€/sondeo
1. Sondeo terrestre.	125.000
2. Sondeo marino.	600.000

- ✓ Tarifa cuarta: Sujeta la adquisición de datos sísmicos mediante autorizaciones de exploración o bien en permisos de investigación o concesiones de explotación.

Tarifa cuarta: Adquisición de campañas sísmicas en autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación	Importe
1. Campaña sísmica 2D (€/m).	0,3000
2. Campaña sísmica 3D (€/m <sup>2</sup> ).	0,0003

## 10. REFERENCIAS

- Amion Consulting Limited. (2014). The Potential Economic Impacts of Shale Gas. Final Report. IGas Energy plc and Peel Environmental Ltd. <http://www.amion.co.uk/media/1164/potential-economic-impacts-of-shale-gas-in-the-ocean-gateway.pdf>
- Baranczyk, T., & Kusś, G. (2014). Shale gas mining in poland: An acceleration expected?
- Comisión Europea. (2014). Recomendación de la comisión relativa a unos principios mínimos para la exploración y producción de hidrocarburos (como el gas de esquisto) utilizando la fractura hidráulica de alto volumen.
- Ernst&Young. (2014a). Getting ready for UK shale gas. supply chain and skills requirements and opportunities.
- Ernst&Young. (2014b). Global oil and tax guide 2014.
- Eubank, J. (1984). *Land and leasing* Petroleum Extension Service.
- Fiorelli, A., & Staffieri, A. (2011). Changes to the robin hood tax: Extension to renewable energy companies.
- HM Treasury. (2013a). Autumn statement. *London: The Stationery Office*,
- HM Treasury. (2013b). Budget 2013. *London: The Stationery Office*,
- HM Treasury. (2013c). A fiscal regime for shale gas: Summary of responses.
- HM Treasury. (2013d). Investing in britain's future. *London: The Stationery Office*,
- McDermmotWill & Emery. (2013). Italy: Government extends scope of application of "robin hood tax".
- Ministero dello Sviluppo Economico. (2014). Ricerca e coltivazione di idrocarburi. le domandi più frequenti sulle attività di ricerca e contivazione di idrocarburi.
- OECD. (2013). Portugal: Inventory of estimated budgetary support and tax expenditures for fossil-fuels. <http://www.oecd.org/site/tadffss/Fossil-fuel-subsidies-data-PRT-overview.pdf>
- PAliIZ. (2013). Formal and legal context for investments in shale gas fields and other natural resources. *Polish Information and Foreign Investment Agency*,

- SEJM RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ. (2014a). OBWIESZCZENIE MARSZAŁKA SEJMU RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ z dnia 5 marca 2014 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – prawo geologiczne i górnicze.
- SEJM RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ. (2014b). Polskiej projekt ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym, o zmianie ustawy o podatku od wydobycia niektórych kopalin oraz o zmianie niektórych innych ustaw z projektami aktów wykonawczych.
- Subdirección General de Estadística, & Secretaría General Técnica. (2014a). Encuesta de cánones de arrendamiento rústico, año 2013.
- Subdirección General de Estadística, & Secretaría General Técnica. (2014b). Encuesta de precios de la tierra, año 2013.
- Taylor, C., Lewis, D., & Byles, D. (2013). Getting shale gas working. *Infrastructure for Business*, 6
- Terlecka, K., & Krzysztof, L. (2014). Poland: Shale gas recent developments.
- White, E., Fell, M., Smith, L., & Keep, M. (2014). Shale gas and fracking. *Library House of Commons*,

## 11. GLOSARIO

Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE)

Communities and Local Government (CLG)

Department of Energy & Climate Change (DECC)

Exploración y producción (E&P)

HM Revenue & Customs (HMRC)

Imposta Regionale sulle Attività Produttive (IRAP)

Imposta sul Reddito delle Società (IRES)

Office of Unconventional Gas and Oil (OUGO)

Residentes directamente involucrados (RDI)

Tasa de rentabilidad interna (TIR)

UK Community Foundations (UKCF)

Unidades Administrativas de Menor Rango (UAMR)

United Kingdom Onshore Oil and Gas<sup>43</sup> (UKOOG)

Valuation Office Agency (VOA)

Valuation Tribunal for England (VTE)

Valuation Tribunal for Wales (VTW)

---

<sup>43</sup> Grupo de Operadores de Petróleo y Gas en Tierra del Reino Unido.



C/ Hermanos Aguirre nº 2

Edificio La Comercial, 2ª planta

48014 Bilbao

España

Tel: 944139003 ext. 3150

Fax: 944139339