

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS

PROYECTO FINAL DE CARRERA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y COMBUSTIBLES

**ESTUDIO DE RENTABILIDAD DEL SHALE GAS EN EUROPA:
CUENCA BOWLAND-HODDER, REINO UNIDO**

JAVIER ESTEFANELL ALÓS

JUNIO 2014

Autorizo la presentación del proyecto

**Estudio de rentabilidad del shale gas en Europa:
Cuenca Bowland-Hodder, Reino Unido**

Realizado por:

Javier Estefanell Alós

Dirigido por:

Julio Matesanz (Gas Natural Fenosa, Departamento de exploración)

Juan Llamas (E.T.S Ingenieros de Minas y Energía ,UPM)

Firmado: Profesor Juan Llamas

Fecha: 11 de julio de 2014

ÍNDICE

DOCUMENTO I: MEMORIA

1. OBJETIVOS Y ALCANCE	2
2. INTRODUCCIÓN AL <i>SHALE GAS</i>	3
2.1 Introducción.....	3
2.2 Construcción del pozo	4
Perforación.....	6
Terminación del pozo (Completación)	8
Fracturación hidráulica	9
Fluido empleado en la fracturación hidráulica	10
2.3 Caracterización y monitorización de los reservorios.....	13
3. SITUACIÓN DEL <i>SHALE GAS</i> EN EUROPA	16
3.1 Polonia.....	18
3.2 Francia	19
3.3 Alemania.....	20
3.4 Rumanía.....	21
3.5 España.....	22
4. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS DE <i>SHALE GAS</i>	24
4.1 Caracterización preliminar geológica de las cuencas	24
4.2 Extensión superficial de las principales formaciones de <i>shale gas</i>	25
4.3 Definición del área de prospección para cada formación.....	25
4.4 Valoración del riesgo.....	27
4.5 Cálculo de los recursos técnicamente recuperables.....	31
5. ESTIMACIÓN DE LOS RECURSOS DE GAS EN LAS FORMACIONES DE BOWLAND-HODDER EN LA BRETAÑA CENTRAL.....	36
5.1 Introducción.....	36
5.2 Datos sísmicos, de pozos y de afloramientos	37

5.3 Paleografía e inversión de las cuencas	37
5.4 Estratigrafía	39
5.5 Profundidad regional y mapas isopacos	42
5.6 Pozos clave	44
5.7 Distribución regional de las lutitas	47
5.8 Evaluación geoquímica	48
5.9 Estimación de recursos	60
6. POTENCIAL DEL <i>SHALE GAS</i> EN REINO UNIDO	68
6.1. Contexto	68
Marco energético	68
Entorno económico.....	70
6.2 Marco histórico del petróleo y gas en Reino Unido	71
Lecciones principales a tener en cuenta para el desarrollo del <i>shale gas</i>	74
6.3 Régimen regulatorio en Reino Unido.....	76
Licencias de exploración y desarrollo de hidrocarburos (PEDLs)	78
Nueva normativa de derecho de acceso de los operadores a la perforación subterránea.....	78
Permisos necesarios.....	79
Principales cuerpos regulatorios y permisos asociados.....	80
Efectividad del régimen regulatorio de Reino Unido.....	84
Posibles medidas para mejorar el régimen regulatorio.....	85
6.4 Régimen fiscal del <i>shale gas</i> en Reino Unido.....	85
Pad allowance	86
Ring Fence Expenditure Supplement	88
6.5 Potencial del <i>shale gas</i> en Reino Unido	89
Beneficios	89
Barreras.....	97

Recomendaciones	100
7. <i>SHALE GAS</i> EN ESPAÑA	103
7.1 Situación de la exploración en España	103
7.2 Marco regulatorio	105
Marco regulatorio en la Unión Europea	105
Marco regulatorio en España	109
Novedades en la normativa aplicable al <i>shale gas</i> en España	114
Conclusiones relativas al marco regulatorio	115
7.3 Régimen fiscal	117
Factor de Agotamiento	117
Amortización de inversiones intangibles y gastos de investigación	119
7.4 Posibles recomendaciones a aplicar en España en relación al régimen aplicable al <i>shale gas</i> de Reino Unido	119
Régimen fiscal	120
Régimen regulatorio	121
Opinión pública	122
8. REFERENCIAS	124

DOCUMENTO II: ANÁLISIS ECONÓMICO

Rentabilidad del shale gas en Reino Unido: Cuenca Bowland Basin	2
1. Costes del shale gas en Reino Unido	2
2. Coste de suministros alternativos de gas natural	5
3. Coste de la electricidad generada a partir de shale gas vs a partir de otros recursos	6

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Etapas de perforación.....	6
Figura 2: Pozos horizontales.....	7
Figura 3: Fracturación hidráulica multietapa.....	9
Figura 4: Diagrama ternario de composición de las lutitas	13
Figura 5: Calidades de reservorio y completación en el diagrama ternario	14
Figura 6: Resultados de un Log <i>Litho Scanner</i>	16
Figura 7: Principales cuencas y superficies prospectivas de shale gas en Europa	17
Figura 8: Relación TOC- rayos gamma	26
Figura 9: Escala de madurez térmica	26
Figura 10: Área de prospección para cada formación	27
Figura 11: Contenido de gas adsorbido en las lutitas	29
Figura 12: Gas libre y gas adsorbido en una formación de <i>shale gas</i>	30
Figura 13: Permeabilidad de los hidrocarburos	32
Figura 14: Evolución de las técnicas de perforación y completación de pozos	33
Figura 15: Lutita frágil – lutita dúctil	33
Figura 16: Repercusión de las fallas en los pozos de producción	34
Figura 17: Área de estudio de los recursos de <i>shale gas</i> en la Bretaña central	36
Figura 18: Perfiles sísmicos 2D y estudios 3D utilizados para evaluar el potencial del <i>shale gas</i> en la Bretaña central.	37
Figura 19: Cuencas Carboníferas y plataformas en la Bretaña Central.....	38
Figura 20: Relación entre las lutitas de cuencas hemipelágicas y las plataformas de carbonatos dentro de la unidad Bowland-Hodder.	39
Figura 21: Diagrama ternario de los testigos y detritos de la sección carbonífera del pozo Preese Hall-1.....	40
Figura 22: Marco lito-estratigráfico de la unidad Bowland-Hodder	41
Figura 23: Profundidad (ft) de la parte superior de la unidad Bowland-Hodder.....	42
Figura 24: Espesor (ft) de la unidad Bowland-Hodder.....	42
Figura 25: Ejemplos sísmicos transversales de las cuencas Bowland Basin (superior) y Edale Basin (inferior).	43
Figura 26: Correlación geofísica de los log de pozo	45
Figura 27: Sección de las lutitas registradas en pozos y afloramientos de cuencas.	46

Figura 28: Porcentaje de lutitas predicha en la parte inferior de la unidad Bowland-Hodder	47
Figura 29: TOC medio de las muestras provenientes de los 16 pozos seleccionados....	50
Figura 30: Comparativa del diagrama de Van Krevelen Barnett Shale -Bowland-Hodder	52
Figura 31: Relación entre la temperatura, reflectancia vitrinita del material orgánico y las ventanas de generación de hidrocarburos.	53
Figura 32: Representación de todos los datos de reflectancia vitrinita disponibles	54
Figura 33: Estimación de la profundidad de la parte superior de la ventana de generación de gas en el área de estudio.....	54
Figura 34: Datos introducidos en el modelo para determinar el volumen de gas en formación.....	55
Figura 35: Espesor de <i>shale gas</i> maduro de las unidades superior e inferior.....	56
Figura 36: Correlación de cuencas a partir de prospecciones y pozos realizados.....	58
Figura 37: Áreas potencialmente prospectivas en las partes superior e inferior de la unidad Bowland-Hodder, junto con las áreas con licencias otorgadas.....	59
Figura 38: Simulación Montecarlo de los recursos de gas de lutita en la formación Bowland-Hodder	64
Figura 39: Estimación de gas en formación	66
Figura 40: Demanda de energías primarias en Reino Unido (2011-2030).....	69
Figura 41: Balance importaciones y exportaciones de gas en Reino Unido	69
Figura 42: Ingresos provenientes de impuestos de los combustibles	70
Figura 43: Producción y consumo de gas natural en Reino Unido	73
Figura 44: Impuestos aplicados sobre la producción del petróleo y el gas	74
Figura 45: Representación de los ingresos fiscales históricos y estimados en los próximos años.....	89
Figura 46: Proyección de <i>National Grid</i> del <i>mix</i> de gas en Reino Unido	90
Figura 47: Histórico de las fuentes de suministro de gas y exportaciones de Reino Unido	90
Figura 48: Rango de contribuciones fiscales en los distintos escenarios	92
Figura 49: Ingresos fiscales anuales del campo Bowland Basin estimados por el DECC en distintos escenarios	92
Figura 50: Impacto de la producción del campo Bowland Basin en el <i>mix</i> de gas en Reino Unido.....	93

Figura 51: Porcentaje de empleo en el sector que supondría el desarrollo del campo Bowland Basin.....	94
Figura 52: Mapa de permisos y concesiones de hidrocarburos.	104
Figura 53: Representación del precio del gas asociado al umbral de rentabilidad en EEUU y en UK (en la cuenca Bowland-Basin).....	4
Figura 54: Evolución de los precios del gas natural en los principales hubs	5
Figura 55: Coste del LNG importado desde EEUU a Europa a corto y largo plazo	6
Figura 56: Costes de la electricidad generada mediante las distintas tecnologías.....	7
Figura 57: Consumo de gas natural por sector en Reino Unido, y estimación para 2030 bajo dos escenarios de emisiones.	8

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Etapas de perforación y entubación.....	6
Tabla 2: Principales aditivos empleados en el fluido de fracturación hidráulica	10
Tabla 3: Factores de RQ y CQ	15
Tabla 4: Representación de los principales aspectos medidos y calculados para determinar los recursos de <i>shale gas</i> en el yacimiento Vaca Muerta (Argentina).	35
Tabla 5: información relevante de pozos clave para la correlación geofísica posterior.	45
Tabla 6: análisis de los datos tomados en 3 pozos clave de la unidad Bowland-Hodder	49
Tabla 7: valoración del potencial de las lutitas para generar hidrocarburos en función del TOC	50
Tabla 8: comparativa de los valores de TOC de los 10 principales campos de <i>shale gas</i> en Norteamérica.....	51
Tabla 9: Representación de los valores principales de TOC, porosidad, gas adsorbido y contenido de gas de algunos campos norteamericanos	62
Tabla 10: Principales variables para determinar el volumen de gas en formación	65
Tabla 11: Datos asumidos para calcular la rentabilidad del proyecto	4

RESUMEN

El objetivo de este proyecto es investigar la situación del *shale gas* en Europa, concretamente en Reino Unido, actualmente el país europeo más avanzado en el desarrollo del *shale gas*. Este proyecto está destinado a analizar la cantidad de gas de lutita presente en la formación Bowland-Hodder, así como el régimen regulatorio y fiscal que pueda afectar a la extracción de dicho gas. Por último, se analizará la situación del *shale gas* en España y el régimen que rige la extracción de este gas no convencional en nuestro país, concluyendo finalmente con las posibles recomendaciones a implementar del caso de Reino Unido en nuestro país.

ABSTRACT

The aim of this project is to investigate the shale gas situation in Europe, concretely in the United Kingdom, which nowadays is the most advanced European country in shale gas development. The project is addressed to analyze the amount of shale gas in place in the Bowland-Hodder Basin, as well as the regulatory and financial schemes which affect the extraction of this gas. Finally, is analyzed the situation of shale gas and the present schemes in Spain, concluding with the possible recommendations from the United Kingdom case to implement in our country.

**ESTUDIO DE RENTABILIDAD DEL SHALE GAS EN EUROPA:
CUENCA BOWLAND-HODDER, REINO UNIDO**

DOCUMENTO I: MEMORIA

1. OBJETIVOS Y ALCANCE

Este proyecto se centra en estudiar la rentabilidad del desarrollo del *shale gas* en Europa. Comienza con una introducción al *shale gas*, en la que se explica en qué consiste y como se extraen estos recursos.

Se describe de forma resumida la situación del gas de lutita en los principales países europeos que contienen reservas. Esto incluye tanto los recursos estimados como la situación exploratoria de las distintas compañías en cada país, así como la posición del gobierno ante el desarrollo de estos recursos.

A continuación, se explica la metodología para evaluar los recursos de gas de lutita en formaciones, aplicándose posteriormente al campo Bowland-Hodder en Gran Bretaña. Analiza el potencial de la explotación de estos recursos en Gran Bretaña, describiendo el conjunto de normativas y regímenes tanto a nivel Europeo como a nivel nacional que afectan a las actividades de *shale gas*.

En el análisis de la situación del *shale gas* en Reino Unido, se describen también las principales barreras que presenta el país al desarrollo del *shale gas*, presentando posteriormente una serie de recomendaciones para superar dichas barreras. Muchas de estas recomendaciones han sido tomadas del éxito del *shale gas* en Estados Unidos.

Por último, analizaremos la situación en España. Esto incluye las principales normativas aplicables a la explotación de estos hidrocarburos no convencionales, y la gran oposición de muchas comunidades locales al *fracking*.

A modo de conclusión, analizaremos las diferencias entre el caso inglés y el español, enfatizando algunos posibles pasos a seguir en España en referencia al régimen de Reino Unido.

2. INTRODUCCIÓN AL *SHALE GAS*

2.1 Introducción

El gas de lutita, conocido comúnmente como *Shale gas*, es gas natural producido en formaciones de lutitas con alto contenido en materia orgánica, las cuales actúan simultáneamente como rocas madre y almacén. A menudo alcanzan varios centenares de metros de espesor y en muchos casos se encuentran en zonas ricas en recursos convencionales de petróleo y gas.

Las lutitas tienen poca permeabilidad, por lo que la producción de gas en cantidades comerciales requiere técnicas de estimulación hidráulica para aumentar la permeabilidad y obtener una producción de gas económicamente rentable.

El desarrollo de las tecnologías de estimulación ha permitido que desde septiembre de 2012, la producción del *shale gas* en Estados Unidos contribuya en un 35 % a la producción total de gas del país.

Los recursos no convencionales de *shale gas* suelen encontrarse entre los 1200 m y 4000 m de profundidad, aunque puede variar entre los 150 m y los 4200 m. Entre los factores condicionantes para que tengan lugar la deposición, acumulación, conservación de la materia orgánica e inorgánica y transformación en gas de lutita se encuentran:

- Existencia abundante de materia orgánica procedente de la degradación de organismos.
- Desarrollo de condiciones anaerobias (ambiente reductor).
- Rápida descomposición de sedimentos de grano fino, con la consiguiente formación de una cobertera que preserve la materia orgánica de la oxidación y destrucción.
- Ambiente deposicional: puede ser tranquilo (marino o de agua dulce), con cierta subsidencia y sedimentación continuada que acabe creando el recubrimiento de cuencas marinas aisladas, lagos o pantanos en zonas deltaicas.

Para que se genere gas en las lutitas, éstas deben ser rocas madre maduras de tal modo que la evolución térmica de la materia orgánica haya alcanzado la ventana de

generación de gas. La profundidad a la cual se genera el gas depende de la historia geológica, gradiente geotérmico y del tipo de kerógeno.

El gas acumulado en las lutitas puede encontrarse en dos formas:

- Gas adsorbido: se encuentra en la materia orgánica (kerógeno) y en las superficies de los minerales arcillosos. Para su producción, es necesaria la disminución de la presión de formación mediante la retirada de agua.
- Gas libre: se localiza en microporos, fracturas o fisuras. El gas libre puede producirse inmediatamente generando caudales significativamente mayores que el gas adsorbido.

La producción del gas presente en estos yacimientos comienza con el gas contenido en las fracturas. A continuación, a través del proceso de difusión y siguiendo la ley de Darcy, el gas fluye desde los poros hacia las fracturas. Finalmente, con la pérdida de presión, se liberará el gas adsorbido.

Los yacimientos de *shale gas* normalmente no contienen ni H₂O ni CO₂, se constituyen principalmente de metano con un contenido mínimo en hidrocarburos licuables. Los valores de la porosidad son modestos, mientras que los espesores y áreas son relativamente importantes, con volúmenes de recursos muy significativos.

2.2 Construcción del pozo

La construcción de un pozo comienza tras la firma de los contratos de arrendamiento con los propietarios y la obtención de los permisos ante las autoridades competentes. Una vez obtenidos los permisos se analizan los datos sísmicos necesarios.

Se potencia la perforación de múltiples pozos desde un solo emplazamiento (plataforma de pozos, *well pad*) para reducir al mínimo la ocupación de terreno. La correcta construcción de los pozos es esencial para aislar bien la zona de producción de los acuíferos existentes, e incluye las fases de perforación del pozo, instalación de una tubería de acero (entubación) y cementación de la tubería (*casing*). Estas actividades se repiten varias veces durante todo el proceso de perforación hasta que el pozo se haya finalizado.

El proceso de perforación, construcción y preparación de un pozo para la extracción de gas no convencional dura un año de promedio. Desde el contrato de alquiler hasta la restauración del paisaje, las etapas del desarrollo del *shale gas* son las siguientes:

1. Una vez concedidos los permisos de investigación, se recogen y analizan los datos geológicos, geoquímicos y sísmicos existentes para analizarlos. Si fuera necesario, se realizan investigaciones sísmicas complementarias para afinar las conclusiones, decidiéndose la perforación de un sondeo de investigación o el abandono de la zona por no ser considerada apropiada. La perforación de los pozos de investigación es el único medio fiable para poder determinar la presencia de hidrocarburos y la viabilidad de su extracción.
2. La construcción de un pozo comienza tras la firma de los contratos de arrendamiento con los propietarios de los terrenos y una vez obtenidos los permisos pertinentes de las autoridades nacionales, autonómicas y locales, tanto para la preparación del emplazamiento como para la perforación y, si el resultado fuera favorable, para la realización de pruebas de producción.
3. En la siguiente fase, se construye la plataforma que permitirá albergar varios pozos y así maximizar el uso del terreno y minimizar la huella superficial de la actividad.
4. El equipo de perforación se encarga de perforar el pozo cientos o miles de metros por debajo de la superficie del suelo hasta llegar a las rocas que contienen el gas. El pozo se perfora en varias fases y se aísla por completo de las rocas atravesadas mediante tuberías de revestimiento de cemento que aseguran su absoluta estanqueidad.
5. Una vez asegurado el adecuado aislamiento del pozo, puede comenzar el proceso de estimulación mediante fracturación hidráulica. La duración total dependerá del tipo de roca pero, en promedio, el tiempo requerido desde el comienzo de las operaciones hasta la extracción del gas suele ser una semana.
6. Acto seguido, se conecta el pozo a la red de tuberías existente para transportar el gas a los hogares, industrias, centrales de energía, etc.
7. Una vez concluidas estas operaciones, se restaura el paisaje a través, por ejemplo, de la reintroducción de plantas autóctonas. El impacto queda limitado a un conjunto de tuberías y válvulas protegidas con un cercado que ocupan una superficie de terreno muy reducida.

Perforación

El movimiento rotatorio se puede generar y aplicar en la superficie a través de una máquina rotatoria y se transmite por medio de la sarta de perforación, o bien, de forma hidráulica mediante la acción de un motor de fondo conectado a la barrena. La fuerza de empuje se genera con el mismo peso de la sarta de perforación.



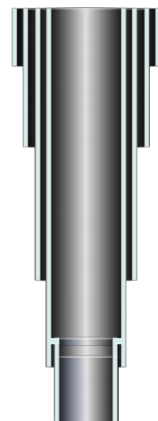
Se inyecta un fluido a través del interior de la tubería que conforma la sarta que regresará a la superficie a través del espacio anular que va dejando la perforación. El lodo de perforación sirve como conductor de los recortes y detritus que van surgiendo, llevándolos a la superficie donde serán separados del lodo y analizados. Además se utiliza para enfriar la broca, lubricar el conjunto de perforación, mantener el control de la presión en el pozo y estabilizar las paredes.

Figura 1: Etapas de perforación

Durante la perforación se utilizan barrenas de diferentes diámetros, de mayor a menor a medida que avanza el pozo. Cada vez que se cambia de barrena a una de menor diámetro (Figura 1), se introduce una tubería de revestimiento y se cementa para seguir perforando con una barrena menor. Cada uno de estos ciclos se conoce como etapas de perforación, y tienen por objeto aislar el pozo (y los fluidos asociados a este) de la formación y sus posibles acuíferos. En la Tabla 1 se muestran los diámetros de barrena y de tubería más empleados en las distintas etapas de perforación, así como la profundidad habitual a la que suelen emplearse.

Tabla 1: Etapas de perforación y entubación. Fuente: Instituto Mexicano de Petróleo

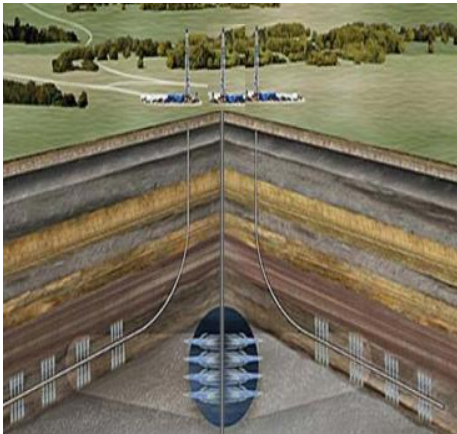
Diámetro de agujero o barrena (pulgadas)	Etapas o tubería	Diámetro de tubería (pulgadas)	Profundidad de asentamiento (metros)
36	Conductora	30	80 – 150
26	Superficial	20	600 – 1000
17 ½	Intermedia	16 – 13 3/8	1800 – 2400
12 ¼	Intermedia	9 5/8	2800 – 3200
8 ½	Explotación	7	4000 – 5000



Perforación horizontal

Es una técnica de perforación clave en la explotación de yacimientos no convencionales como los de *shale gas*. Los pozos horizontales usan drenes múltiples a lo largo de su trayectoria y se desarrollan a partir de un pozo primario o piloto vertical (Figura 2).

La parte vertical inicial de un pozo horizontal, a menos que muy sea corta, típicamente se perfora utilizando la misma técnica de perforación rotatoria que se utiliza para perforar pozos verticales.



El coste de un pozo horizontal puede ser hasta tres veces mayor que un pozo vertical, sin embargo su producción puede verse incrementada hasta 14 veces. La estrategia de explotación de los yacimientos no convencionales implica la perforación y terminación masiva de los pozos horizontales.

Figura 2: Pozos horizontales

El tramo de curvatura del pozo se perfora utilizando un motor hidráulico montado directamente encima de la broca. La broca gira dejando estática la sarta de perforación gracias a un motor hidráulico de fondo direccionable que permite ajustar la dirección del pozo. Al orientar la curva en el motor y al perforar sin girar la sarta, el orificio se puede dirigir, haciendo una curva que transforma la perforación vertical a horizontal e incluso puede cambiar la dirección lateralmente. La sección curvada tiene típicamente un **radio de entre 100 m y 150 m**.

Los instrumentos de perforación transmiten diversas lecturas del sensor a los operadores que están en la superficie. Como mínimo, los sensores proporcionan el azimut (dirección respecto al norte) y la inclinación (ángulo relativo a la vertical) de la perforación. Los instrumentos modernos para la perforación permiten a los operarios de perforación direccional calcular la posición (las coordenadas x, y, z) de la broca en todo momento.

A veces se incluyen sensores adicionales en la sarta de perforación. Estos pueden proporcionar información sobre el medio ambiente de fondo de pozo (la temperatura, la

presión, el peso de la broca, la velocidad de rotación de la broca y el ángulo de perforación). También pueden mostrar varias medidas de las características físicas de la roca que lo rodea como la radiactividad natural y la resistencia eléctrica en tiempo real durante la perforación. La información se transmite a la superficie a través de pequeñas fluctuaciones en la presión del fluido de perforación en el interior del tubo de perforación.

Terminación del pozo (Completación)

Entubación: colocación de tuberías de revestimiento de acero (*casing*) que sirven para:

- alinear el sondeo
- aislar la formación geológica de los materiales y equipo
- proteger el sondeo de posibles derrumbamientos
- confinar el fluido inyectado o producido en el interior del pozo
- controlar la presión

El revestimiento debe ser capaz de resistir las presiones internas y externas producidas durante la instalación, cementación, fracturación y producción del pozo. Cuando el fluido es confinado dentro del revestimiento, la posibilidad de contaminación de las zonas adyacentes al pozo disminuye drásticamente. El revestimiento aísla los acuíferos y proporciona protección contra la contaminación durante la perforación, completación y producción del pozo. Cabe destacar que las partes más superficiales del pozo pueden tener múltiples capas de recubrimiento y cemento, aislando el área de producción del resto de la formación circundante. Para cada revestimiento, se perfora un pozo, se instala el revestimiento y se cementa.

Cementación: una vez el recubrimiento es insertado en el sondeo, se cementa mediante un bombeo de lechada de cemento. Éste se introduce hacia abajo por el interior de la tubería de revestimiento, brotando por la punta y es devuelto por el espacio anular entre la formación y la tubería, rellenando y haciendo un revestimiento sólido que protege y permeabiliza la tubería de acero. Las principales funciones del cemento son:

- Actuar como barrera ante la migración de fluidos que se sitúan detrás del revestimiento hacia el pozo
- Hacer de soporte mecánico para el pozo

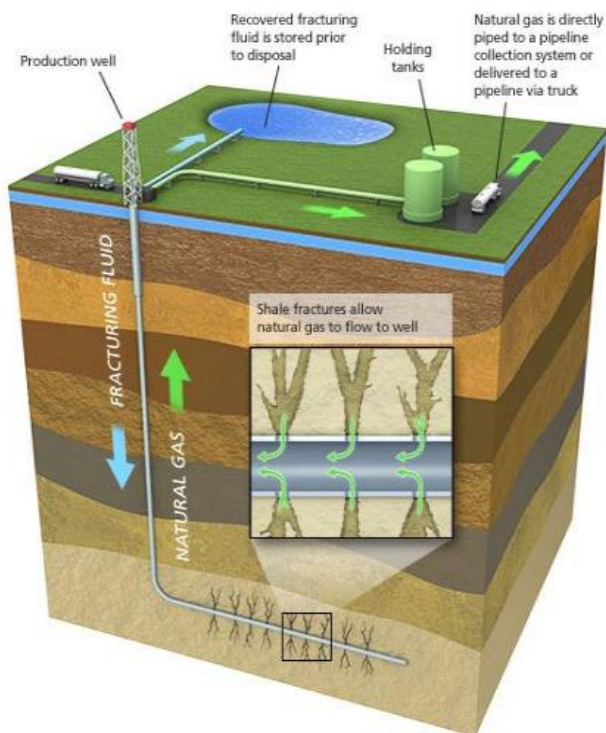
Para cumplir estas funciones, debe ser utilizado el cemento apropiado acorde a las condiciones observadas en el sondeo.

Fracturación hidráulica

Técnica de estimulación de pozos utilizada desde 1947, sobre todo en aplicaciones para formaciones con baja permeabilidad, tales como las lutitas. La fracturación hidráulica permite abrir canales de flujo de alta conductividad, que se extienden desde el pozo a hacia las formaciones impregnadas de gas y/o petróleo, permitiendo que estos fluyan desde la roca hasta el pozo a través de la fractura.

Dentro de los elementos de éxito de la fracturación hidráulica multietapa, debe considerarse una adecuada caracterización geomecánica de la formación y la correcta selección de la técnica operativa y su ejecución. El coste de la fracturación hidráulica masiva representa hasta el 60 % del coste total del sondeo.

Fracturación hidráulica multietapa: durante la fracturación hidráulica se bombea fluido a través de los disparos realizados en la tubería de revestimiento (orificios creados mediante disparos de explosivos en la tubería y revestimiento, que conectan la formación con la tubería de producción. Véase Figura 3), utilizando altas presiones para fracturar la formación.



A medida que la inyección de fluido a alta presión continúa, la fractura sigue creciendo o propagándose. El apuntalante contenido en el fluido de fracturación mantendrá las fracturas abiertas permitiendo la penetración de los hidrocarburos en pozo al reducirse la presión de este. El proceso de fracturación hidráulica requiere grandes volúmenes de agua que deben ser transportados hasta el pozo. Una vez allí, el agua es mezclada con productos químicos y agentes apuntalantes.

Figura 3: Fracturación hidráulica multietapa

Fluido empleado en la fracturación hidráulica

Los fluidos de fracturación hidráulica tienen como objetivo principal crear una presión para propagar las fracturas y para llevar el apuntalante a estas. Los aditivos químicos y apuntalantes se utilizan como parte del fluido de fracturación. Los tipos y concentraciones de aditivos químicos y apuntalantes varían dependiendo de las condiciones del pozo específico que haya que fracturar.

La cantidad de agua usada en la fracturación de un pozo varía entre 10 000 m³ y 18 000 m³. De esta cantidad se recupera entre un 20 % y 80 % en la primera etapa de producción (*Flowback*), que puede ser utilizada de nuevo en otras nuevas fracturaciones, inyectada en acuíferos profundos, o tratada para otros usos.

En algunos casos, las propiedades del yacimiento se introducen en los programas de modelado que simulan las fracturas. Estas simulaciones se pueden utilizar en ingeniería inversa para conocer los requisitos de la composición del fluido, las tasas de bombeo y las concentraciones de apuntalante.

Tabla 2: Principales aditivos empleados en el fluido de fracturación hidráulica

ADITIVO	COMPONENTE PRINCIPAL	FUNCIÓN	% VOLUMEN
Apuntalante	Sílice Arena de cuarzo	Mantener abiertas las fracturas	9,51
Ácido	Ácido clorhídrico	Iniciar grietas y disolver minerales	0,123
Reductor de fricción	Polyacrylamida	Minimizan la fricción entre el fluido y la tubería	0,088
	Aceites minerales		
Tensoactivos (surfactantes)	Isopropanol	Aumento de viscosidad y reducción de tensión superficial	0,085
Cloruro de Potasio	KCl	Crear un fluido portador de la salmuera	0,06
Gelificante	Hidroxietil celulosa, Goma guar	Mantener la arena en suspensión	0,056
Anti-incrustante	Etilenglicol	Evitar las incrustaciones en las tuberías	0,043
Agente ajuste	Carbonato sódico o potásico	Mantener la efectividad de otros componentes	0,011

pH			
Rompedores de polímeros	Persulfato de amonio	Reducir la viscosidad	0,01
Reticulante	Sales bóricas	Incrementar la viscosidad a medida que aumenta la temperatura	0,007
Control de hierro	Ácido cítrico	Previene la precipitación de óxidos de hierro	0,004
Inhibidor de corrosión	n-Dimetilformamida	Prevención de la corrosión de tuberías	0,002
Bactericida	Glutaraldehido	Eliminación de bacterias	0,001

En la Tabla 2 se enumera la composición volumétrica de un fluido utilizado en una operación de fracturación hidráulica en Estados Unidos como un ejemplo de los tipos y concentraciones de aditivos.

En el caso descrito en la tabla 2, la concentración volumétrica total de aditivos químicos fue del 0,49 %. En general, la concentración total de los aditivos químicos en los fluidos de fracturación utilizados en *shale gas* varía entre 0,5 % y 2 % en volumen, con agua y apuntalante constituyendo el resto.

Los aditivos químicos se suelen almacenar en tanques en el lugar donde se van a utilizar, mezclándose con el agua y el apuntalante antes de ser inyectados. El flujo, la presión, la densidad, la temperatura y la viscosidad deben ser medidos antes y después de la mezcla. Las bombas de alta presión envían entonces el fluido desde el mezclador al interior del pozo.

Tipos y características principales de los aditivos empleados en la fracturación:

Los diferentes aditivos químicos utilizados en los fluidos de fracturación hidráulica pueden agruparse en los siguientes tipos:

- Apuntalantes: es el componente que se encuentra en mayor proporción en los fluidos de fracturación hidráulica por detrás del agua. El más común es la arena de cuarzo, aunque las arenas recubiertas de resina, la bauxita y las cerámicas son también utilizadas.
- Ácidos: la función de los ácidos es iniciar grietas y disolver determinados minerales existentes en la formación. El componente principal es el ácido clorhídrico.

- Reductores de fricción: para minimizar la fricción entre el fluido y la tubería. Los más comunes son la *Polyacrylamida* y los aceites minerales.
- Tensoactivos: pueden llamarse también surfactantes. Sus funciones son, por un lado, aumentar la viscosidad del fluido, y por otro, reducir la tensión superficial del agua permitiendo un desplazamiento más fácil del agua inyectada por los intersticios de la roca. Un tensoactivo de uso frecuente es el *Isopropanol*.
- Gelificantes: su función es mantener la arena en suspensión. Los componentes principales son *Hidroxietyl celulosa* y *Goma Guar*.
- Anti-incrustantes: son utilizados para evitar las incrustaciones en las tuberías. El componente principal es el *Etilenglicol*.
- Agentes de ajuste del pH: mantienen la efectividad de otros componentes. Para ello son utilizados el *carbonato sódico o potásico*.
- Rompedores de polímeros: se utilizan para reducir la viscosidad rompiendo las moléculas largas. El más común es el *presulfato de amonio*.
- Reticulantes: las sales bóricas son utilizadas para incrementar la viscosidad a medida que aumenta la temperatura.
- Control de hierro: el ácido cítrico es utilizado para prevenir la precipitación de óxidos de hierro.
- Inhibidores de corrosión: N-dimetilformamida para la prevención de la corrosión de tuberías.
- Bactericidas: los bactericidas o biocidas, añadidos en pequeñas concentraciones al agua que se inyecta en la formación, elimina cualquier posible contaminación microbiana en el reservorio. Es comúnmente utilizado el *glutaraldehído*.

Fluido de retorno y agua producida: el fluido que regresa a la superficie se denomina “fluido de retorno” o “agua producida”, y puede contener tanto fluido de la fracturación hidráulica como agua de la formación natural. Las aguas residuales se almacenan normalmente en el lugar en tanques o pozos antes de ser transportados para su tratamiento, disposición, aplicación en tierra y /o descarga. En algunos casos, las aguas de retorno producidas son tratadas para permitir reciclado de estos fluidos para su uso en la fracturación hidráulica.

2.3 Caracterización y monitorización de los reservorios

Una de las claves para la completación efectiva del reservorio es la obtención de los intervalos con mejor calidad de completación y de reservorio (CQ y RQ respectivamente). Sin embargo, las lutitas tienen una compleja mineralogía muy heterogénea en la escala vertical. Por lo tanto, para identificar los intervalos óptimos en cuanto a CQ y RQ, los operadores necesitan una clasificación basada en la mineralogía para entender mejor las condiciones de deposición así como para correlacionar los reservorios a lo largo de diferentes campos y cuencas.

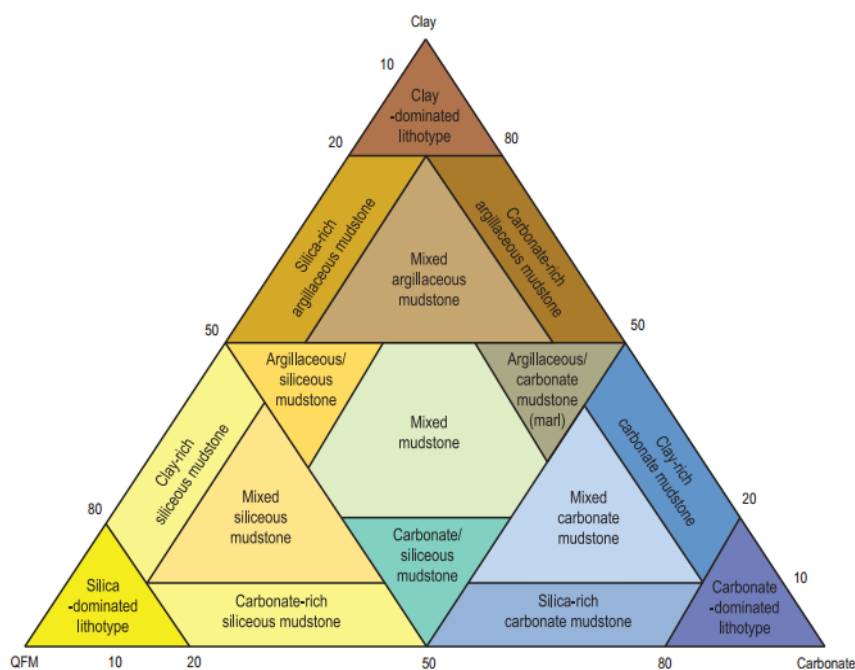


Figura 4: Diagrama ternario de composición de las lutitas

La clasificación para las lutitas está definida por un diagrama ternario (Figura 4), con sus vértices representando la composición en arcillas, carbonatos y QFM (Cuarzo, Feldespato y Mica). El término “dominado” se usa para designar lutitas con contenidos superiores al 80 % en un componente particular. Cuando el componente primario comprende entre el 50 % y 80 %, las lutitas se describen como:

- síliceas ($50 \% < \text{QFM} < 80 \%$)
- arcillosas ($50 \% < \text{arcillas} > 80 \%$)
- carbonatadas ($50 \% < \text{carbonatos} > 80 \%$)

El término rico indica la presencia de un componente secundario entre un 20 % y un 50 %.

Identificación óptica del reservorio: las facies son automáticamente identificadas a través del esquema de clasificación anterior de litofacies. Los log obtenidos no requieren datos de interpretación, y marcan algunos parámetros descriptivos como carbón orgánico, pirita y presencia de arcillas expansibles. Los log aportan una descripción consistente de la lutita y de los datos de entrada necesarios para tomar las decisiones sobre el punto de partida para el emplazamiento del pozo, el diseño de confección de la completación, así como de la evolución de la perforación. También parámetros como porosidad, TOC, densidad de fractura y tensión son superpuestos en el diagrama ternario para relacionar el tipo de litofacies obtenidas con parámetros de calidad.

Los datos mineralógicos precisos que introducimos en la clasificación ternaria provienen de un *Litho Scanner logging* (Figura 6) para carbonatos, arcillas, QFM y TOC combinados con otros datos obtenidos en log básicos para obtener la porosidad y resistividad. El *Litho Scanner* mineralógico procesa los datos casi de forma inmediata.

Indicadores de calidad de las litofacies: a partir del log realizado en el pozo, obtenemos las calidades de reservorio (RQ) y de completación (CQ) traspuestas en el diagrama ternario. (Ej: Figura 5).

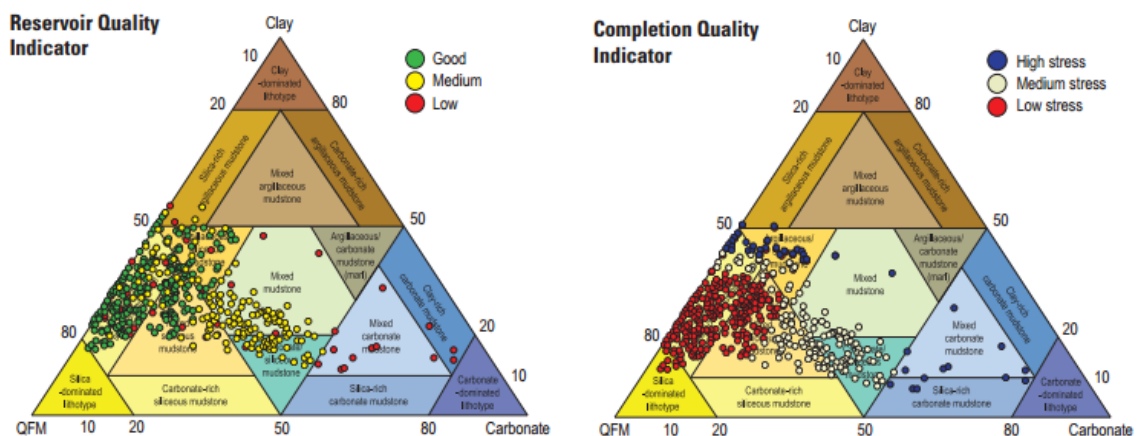


Figura 5: Calidades de reservorio y completación en el diagrama ternario

La porosidad saturada de gas y la tensión *in situ* representada en el diagrama ternario nos ayudan a entender la distribución de RQ y CQ respectivamente en el reservorio.

En la Tabla 3 se muestran los principales factores que afectan a las calidades de reservorio y completación:

Tabla 3: Factores de RQ y CQ

Calidad de Reservorio (RQ)	Calidad de Completación (CQ)
Contenido orgánico	Mineralogía: principalmente arcilla, carbonatos, y sílice
Madurez térmica	Propiedades mecánicas: modulo de Young, ratio de Poisson y resistencia a la tracción
Porosidad efectiva	Fracturas naturales: presencia, densidad, orientación y condición (abiertas, cerradas o cementadas)
Permeabilidad intrínseca	
Saturación de fluidos (petróleo, gas y agua condensada)	Tensión <i>in situ</i> : variaciones entre intervalos, anisotropía en las propiedades mecánicas
Espesor de lutita orgánica	
Hidrocarburos en formación	

Una vez identificados los puntos con mayor RQ y CQ, o lo que es lo mismo, los puntos óptimos para fracturar hidráulicamente la roca en nuestro pozo, efectuaremos un estudio del número de etapas de fracturación que vamos a efectuar y la localización de estas para intentar maximizar la producción del pozo.

Un estudio realizado por Schlumberger ha concluido a partir de datos de los 6 campos de producción más importantes de Estados Unidos que incrementando el número de etapas de fracturación y reduciendo la distancia entre dichas etapas y entre los disparos de perforación conlleva un aumento de los ratios de producción del pozo.

Debido a que aparentemente no todas las etapas contribuían de la misma forma en la productividad, los investigadores también examinaron la contribución de los disparos de perforación en cada etapa de fracturación. Llegaron a la conclusión de que el número óptimo de disparos de perforación por cada etapa es de entre 2 y 5. El análisis sugirió que la localización estratégica de los disparos dentro de las unidades geológicas productivas y facturables era más importante.

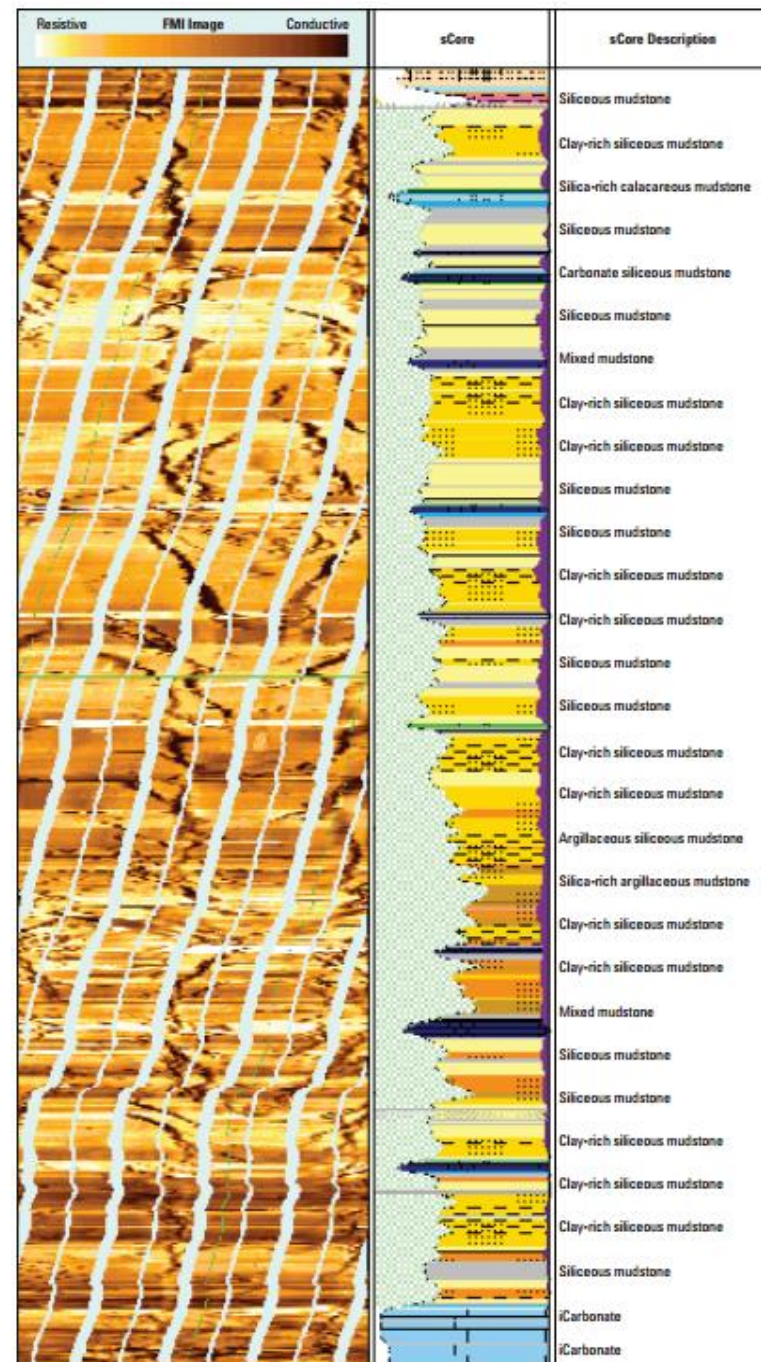


Figura 6: Resultados de un Log *Litho Scanner*

3. SITUACIÓN DEL *SHALE GAS* EN EUROPA

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) ha estimado que Europa podría contener trillones de metros cúbicos de shale gas recuperable contenido en varios estados miembros. Existe mucha incertidumbre respecto al emplazamiento de las reservas, el tamaño, y su viabilidad comercial.

Actualmente no hay operaciones de perforación de shale gas comerciales, aunque la Comisión Europea ha anunciado que estas podrían comenzar en 2015. Se están llevando a cabo actividades exploratorias en Reino Unido, Polonia, Alemania, Rumanía y Dinamarca. En la Figura 7 se muestran las principales superficies prospectivas europeas.

La Unión Europea ha anunciado que la decisión de explorar el shale gas viene dada por cada estado miembro, lo que supone que los gobiernos nacionales tienen el derecho a decidir si quieren explorar el shale gas y dónde hacerlo.



Figura 7: Principales cuencas y superficies prospectivas de shale gas en Europa

Es muy común a la hora de describir las reservas de gas estimadas en un país emplear unidades como tcf (*trillion cubic feet*), bcm (*billion cubic meters*), tcm (*trillion cubic meters*). A continuación se muestra la **equivalencia de dichas unidades a la unidad volumétrica del sistema internacional (m³)**:

- 1 ft³ = 0,0283 m³
- 1 tcf = 0.0283 · 10¹⁵ m³
- 1 tcm = 10¹² m³
- 1 bcm = 10⁹ m³

3.1 Polonia

Tamaño de reservas: las reservas potenciales de Polonia son muy extensas, extendiéndose a lo largo de un cinturón desde el norte del área costera entre Slups y Gdańk, hacia el este a través de Varsovia y hacia el sureste entorno a Lublin y Zamość. Se encuentra en una etapa exploratoria muy prematura todavía, por lo que se es muy necesaria perforación de pozos exploratorios para una estimación más precisa del tamaño de reservas.

En Marzo de 2012, el Instituto Geológico Polaco estimó que, en el escenario pesimista, los recursos de shale gas son de entre 346 bcm y 768 bcm, suficiente para suministrar la demanda de gas nacional durante 35 años y 60 años. El escenario más optimista indica que las reservas totales podrían alcanzar los 1,9 tcm (*tcm = trillion cubic meter*).

Concesiones: de acuerdo con el Ministerio de medio ambiente, en abril de 2013 había 109 concesiones para shale gas, cubriendo 88 000 km², con 43 pozos exploratorios de los cuales 9 han sido fracturados hidráulicamente.

Potencial del shale gas: Polonia se ha enfrentado a grandes problemas seguridad de suministro. En 2010, las importaciones de gas equivalían al 69,4 % de la demanda total. En 2009, con la crisis entre Rusia y Ucrania, Polonia se vio gravemente afectada por su gran dependencia a las importaciones de gas ruso.

A pesar de las estimaciones de recursos prometedoras, la actividad de exploración se ha frenado debido a resultados decepcionantes y a los cambios fiscales propuestos. A mediados de 2012 ExxonMobil anunció que abandonaba la exploración de shale gas en Polonia, seguido por Talisman and Marathon en 2013.

La actual crisis entre Rusia y Ucrania ha llevado a Polonia a tomar acciones para fomentar el desarrollo del sector del shale gas en el país. La producción de este gas permitiría a Polonia reducir su dependencia en las importaciones de gas incluso con las estimaciones más pesimistas, indicando reservas suficientes para garantizar la autosuficiencia polaca durante 65 años.

El potencial que ofrecen las reservas de shale gas podría permitir al país remodelar el sector energético, crear numerosos puestos de trabajo, desarrollar habilidades y una

mejora de la infraestructura nacional, lo que supondría numerosos beneficios a la economía polaca. Además, Polonia podría llevar a cabo una transición hacia una energía más limpia sustituyendo gran parte del carbón por el gas natural.

Política de gobierno: el gobierno polaco ha defendido los beneficios potenciales que podría suponer el desarrollo del shale gas, reivindicando la intención de comenzar a producir de forma comercial a principios de 2015.

En marzo de 2014, el gobierno mostró su gran apoyo al shale gas al anunciar el primer ministro Donald Tusk la exención de impuestos para la extracción del shale gas hasta 2020. Además, el ministro de medio ambiente anunció que el shale gas era la prioridad en 2014.

3.2 Francia

En 2011 el gobierno francés impuso una moratoria a la fracturación hidráulica para el shale gas debido a las preocupaciones acerca de su impacto potencial en el medio ambiente. Numerosas licencias de exploración han sido revocadas desde entonces. En 2012, el presidente Hollande reiteró la posición prohibitiva ante el desarrollo del shale gas en Francia y pidió la revocación de 5 aplicaciones de permisos para fracturación hidráulica.

Tamaño de las reservas: de acuerdo a un estudio de la *US Energy Information Administration*, se estima que las reservas técnicamente recuperables (sin información de pozos exploratorios) son de 3,8 tcm (137 tcf). Se cree que Francia es el país que más reservas de shale gas tiene junto con Polonia.

Potencial del shale gas: de acuerdo con las estadísticas del departamento de desarrollo sostenible, Francia es muy dependiente de la energía nuclear y utiliza el gas únicamente para cubrir el 14 % de su consumo. Sin embargo, a pesar de este bajo consumo de gas, depende completamente (92,1 %) de las importaciones de gas de Rusia, Nigeria, Egipto y Qatar. La intención del gobierno francés de reducir la participación de la energía nuclear en el mix energético desde el 75 % actual al 50 % pone en duda cómo suplirá el vacío.

Antes de imponer la moratoria, Francia era el segundo mercado más prometedor para la exploración y producción de gas de lutita después de Polonia, por lo que se intuía que

iba a atraer gran cantidad de inversiones. El ministro de industria ha hecho llamamientos repetidamente para debatir el posible impacto y los beneficios potenciales para la economía que podría suponer el desarrollo del shale gas, aunque el gobierno mantiene su oposición.

3.3 Alemania

Se estima que Alemania tiene recursos significativos y está en el primer plano del debate del shale gas en Europa. Las preocupaciones públicas y las conclusiones de estudios sobre la fracturación hidráulica han ralentizado la exploración, pero la eliminación de la energía nuclear de su mix energético creará una necesidad de obtener energía a través de otras fuentes.

Tamaño de las reservas: en mayo de 2012 el Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales estimó que los recursos de shale gas técnicamente recuperables son de entre 70 bcm y 230 bcm (2,5 tcf y 8 tcf). En 2013, la *US EIA* realizó un estudio llevado a cabo sin información de pozos exploratorios que establecía que Alemania tiene 481 bcm (17 tcf) de recursos de shale gas técnicamente recuperables.

Potencial del shale gas: Alemania es altamente dependiente en las importaciones de gas de Rusia y Noruega. Se estima que esta dependencia siga aumentando con el cierre de las plantas nucleares la disminución de las reservas de gas. Alemania consume alrededor de 81 bcm anuales de gas natural, lo que equivale al 23 % de su mix energético. La consultoría A.T Kearney ha llevado a cabo un estudio que establece que la principal motivación de Alemania para explotar los depósitos de shale gas es la independencia energética, sin subestimar los beneficios económicos que podría generar.

El estudio realizado por A.T Kearney estableció que si Alemania comenzase a extraer shale gas en aquellas zonas en las que se están acabando los recursos de gas convencionales, los ahorros anuales podrían rondar en los 1400 M€ para 2035.

Política de gobierno: tras las elecciones generales en septiembre, el Gobierno Federal Alemán y la coalición CDU/CSU concluyeron en noviembre que el desarrollo del shale gas en Alemania no tendría lugar hasta que exista evidencia clara y se demuestre que el proceso es seguro respecto al impacto en la salud y en el medio ambiente. A principios de 2014, el estado de Lower Saxony anunció su apoyo a la fracturación hidráulica y

elaboró una propuesta para un decreto en la permisión de la exploración y producción de gas natural a través de la fracturación hidráulica.

En la campaña electoral, el ministerio de medio ambiente publicó un estudio del impacto de la fracturación hidráulica sobre el agua y el medio ambiente. El estudio concluyó que la fracturación hidráulica no debería estar prohibida pero recomendaba que las operaciones no tuvieran lugar en zonas de protección de agua.

3.4 Rumanía

En mayo de 2012, el gobierno suspendió temporalmente los permisos de exploración de shale gas a la espera de los resultados de los estudios medioambientales llevados a cabo por la Unión Europea. En marzo de 2013, el primer ministro Victor Ponta anunció que la moratoria sobre la exploración de shale gas en Rumania se había levantado. Esta decisión podría impulsar los recursos energéticos nacionales y reducir la dependencia del gas ruso.

Tamaño de las reservas: un estudio conducido por la *US EIA* basado en las estimaciones realizadas sin información sobre pozos exploratorios establecía que las reservas de gas húmedo técnicamente recuperable rondaban los 1,4 tcm (51 tcf), lo que les convertiría en el tercer país con más reservas tras Francia y Polonia.

Concesiones existentes: la compañía energética Chevron es propietaria de varias concesiones en Rumanía, principalmente en los distritos de Constanta y Vaslui, y ha comenzado con el trabajo exploratorio a finales de 2013. La compañía nacional de energía Petrom también está llevando a cabo análisis preliminares de sus concesiones. Por lo general existen muchas empresas llevando a cabo actividades exploratorias, por lo que se refleja un gran interés en el desarrollo de estos recursos no convencionales.

Potencial del shale gas: Rumania depende de las importaciones para cubrir alrededor del 20 % de sus necesidades energéticas. El gas natural constituye el 30 % del consumo energético nacional. Del gas importado en 2010 (el 17 % de la demanda total) el 98 % provenía de Rusia. Un reciente estudio de la *US EIA* ha establecido que las reservas en Rumanía podrían ser suficientes para abastecer la necesidad del país durante 100 años.

Además de la creación de empleo, Chevron ha sugirió que solamente sus inversiones en el país podrían alcanzar los 600 M\$ durante los próximos 15 años, aunque esto fue antes de que otras compañías de petróleo y gas comenzaran a invertir en exploración.

El gobierno Rumano apoya fuertemente el desarrollo del shale gas, citando la independencia energética y el descenso en el precio del gas como las motivaciones principales. El ministro de energía ha reiterado la importancia de que sigan desarrollándose las actividades exploratorias para determinar el tamaño de los depósitos de shale gas.

3.5 España

Las estimaciones iniciales indican que España tiene grandes recursos de shale gas. Si estas fuesen técnicamente recuperables, podrían dar un pequeño empujón a una economía muy afectada por la crisis.

Tamaño de reservas: de acuerdo con un informe de la Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración, Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo (ACIEP), las reservas estimadas de gas natural son de 2,05 tcm (72,4 tcf), de las cuales el 80 % provendría de las lutitas.

Concesiones existentes: de acuerdo con el ACEIP, existen actualmente 70 permisos de exploración para distintos tipos de hidrocarburos, y otros 75 esperando a autorización. El número de permisos solicitados y otorgados ha crecido en un 80 % en los últimos 5 años.

A pesar de que no se han realizado prácticamente pozos exploratorios, los proyectos de exploración más avanzados están localizados en la cuenca Vasco-cantábrica y en el norte de España, en las provincias de Álava, Burgos y la comunidad autónoma de Cantabria.

Potencial del shale gas: España importa el 99 % de los hidrocarburos y el 76 % de toda la energía consumida. Según el estudio de ACIEP, se estima que las reservas potenciales de shale gas podrían cubrir 55 años de demanda de gas.

El 24 de Marzo de 2014, Deloitte publicó los resultados del impacto económico de los hidrocarburos en España. El estudio, encargado por ACIEP y basado en las

estimaciones elaboradas por Gessal, evalúa el impacto de la exploración y desarrollo de hidrocarburos convencionales y no convencionales (incluyendo shale gas) en el PIB, la creación de trabajo y en el balance importaciones-exportaciones.

Este informe subraya que, bajo el escenario base, la explotación del gas natural podría permitir a España convertirse en un país completamente independiente para las importaciones de gas para 2030, pudiendo alcanzar en 2050 un perfil de país exportador.

Política de gobierno: el gobierno ha anunciado repetidamente su apoyo a la exploración de shale gas. En 2013 el ministro de industria, energía y turismo, José Manuel Soria, declaró que el gobierno perseguiría oportunidades que incluyeran fracturación hidráulica siempre y cuando cumplieran con la regulación medioambiental.

Sin embargo, comunidades autónomas como Cantabria y La Rioja han adoptado leyes para prohibir el uso de técnicas de fracturación hidráulica en sus territorios. En diciembre de 2013 se estableció una nueva ley medioambiental que incluía una evaluación obligatoria del impacto ambiental (EIA) para todos los proyectos de gas de lutita, incluyendo la exploración.

4. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS DE *SHALE GAS*

A continuación describiremos la metodología para evaluar el *shale gas* técnicamente recuperable en la formación. Este se basa en información geológica y en las propiedades del reservorio, ensambladas empleando la literatura técnica y datos disponibles de informes públicos realizados por compañías.

La metodología para llevar a cabo la evaluación de la cuenca y del grado de formación del *shale gas* en ella incluye los siguientes aspectos:

1. **Caracterización preliminar geológica de las cuencas**
2. **Establecer la extensión superficial de las principales formaciones de *shale gas*.**
3. **Definir el área de prospección para cada formación.**
4. **Valoración de riesgos**
5. **Cálculo de los recursos de *shale gas* técnicamente recuperables.**

4.1 Caracterización preliminar geológica de las cuencas

La valoración de los recursos comienza con la recopilación de datos de múltiples fuentes públicas y privadas para definir las cuencas y seleccionar las principales formaciones a evaluar. Las columnas estratigráficas y los *log* de pozos, que muestran la edad geológica, las rocas almacén y otros datos; son empleados para seleccionar las formaciones de *shale gas* con mayor potencial.

A la hora de determinar las formaciones con mayor potencial, se da una gran importancia al análisis de ciertas características geológicas y del reservorio, entre las que se encuentran:

- Ambiente deposicional de las lutitas (marino o no marino)
- Profundidad que abarca la capa de lutitas
- Estructura geológica, incluyendo las principales fallas
- Espesor bruto de las lutitas
- Espesor neto de las lutitas y riqueza orgánica bruta
- Contenido orgánico total (TOC)
- Madurez térmica (Ro)

4.2 Extensión superficial de las principales formaciones de *shale gas*

Una vez identificadas las principales formaciones, el próximo paso será llevar a cabo un estudio más profundo y preciso para definir la extensión superficial de cada formación. Para ello, el equipo de exploración se ayudará de literatura técnica a nivel regional, así como de secciones transversales identificadas localmente como formaciones de *shale gas* de interés. Además, el equipo dibujará en las secciones transversales lo que hayan concluido con el análisis de los aspectos nombrados anteriormente, y reunirá los datos de los pozos necesarios para construir nuevas secciones transversales.

4.3 Definición del área de prospección para cada formación

A continuación viene un paso muy importante y desafiante para el equipo de exploración: la evaluación de los recursos para establecer las zonas de la cuenca que, consideradas potencialmente productivas, requieran la realización de una prospección más detallada.

Los criterios empleados para tomar estas decisiones incluyen:

- Ambiente deposicional: es necesario diferenciar los ambientes deposicionales marinos de los no marinos. Las lutitas depositadas en ambientes marinos tienden a tener menor contenido en arcillas y mayor contenido en minerales frágiles como el cuarzo, por lo que responderán más favorablemente a la estimulación hidráulica. Las lutitas depositados en ambientes no marinos (lacustres, fluviales) tienden a tener un mayor contenido en arcilla, lo que les hace ser más dúctiles y menos eficaces ante la estimulación hidráulica.
- Profundidad: el criterio que se toma para determinar el área de prospección comprende profundidades entre los 1000 m y 5000 m.
 - Profundidad menor de 1000 m: la presión del reservorio es menor y por consiguiente también lo son las fuerzas que impulsan el gas a la superficie, lo que nos da un factor de recuperación bajo.
 - A grandes profundidades: existe el riesgo de un mayor contenido de agua en los sistemas de fractura natural. Además, cuando las formaciones se encuentran a profundidades mayores a 5000 m, existe el riesgo de encontrarnos con una permeabilidad muy reducida y con mayores dificultades y costes de perforación.

- Contenido total de carbono (TOC): en general, el TOC medio del área de prospección necesita ser mayor de 2 %. Es común la utilización de log con rayos gamma para determinar el TOC (Ej: Figura 8).

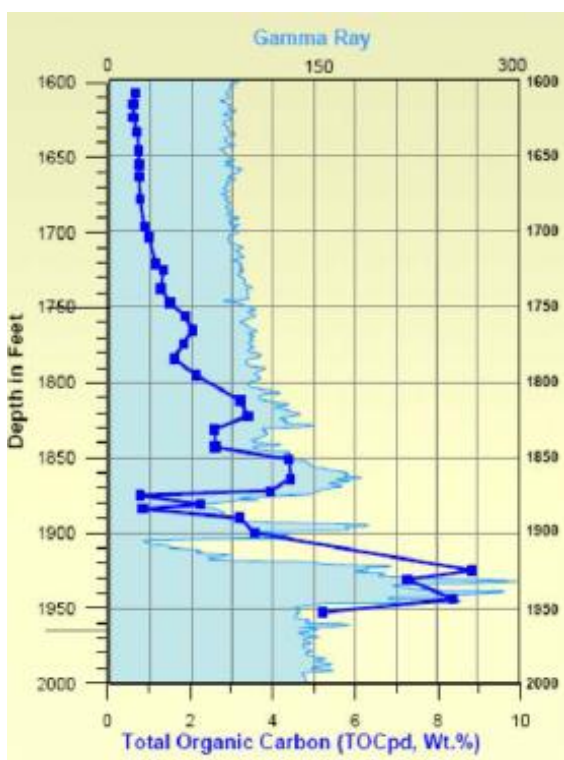


Figura 8: Relación TOC- rayos gamma

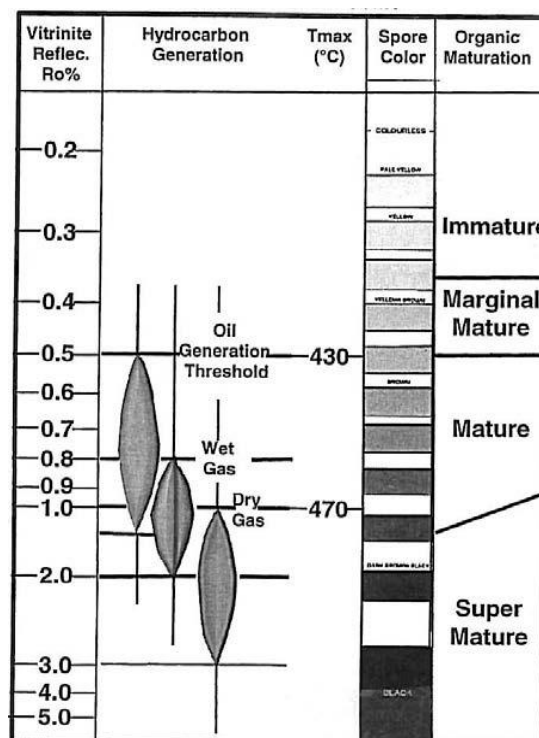


Figura 9: Escala de madurez térmica

- Madurez térmica: mide el grado de exposición al calor de la formación, necesario para romper la materia orgánica transformándola en hidrocarburos. La reflectancia de cierto tipo de minerales (R_o %) se usa como indicador de la madurez térmica. El gas húmedo y su área de prospección condensada tiene un R_o entre 1 % y 1,3 %. En áreas con gas seco es típico encontrarnos con R_o por encima del 1,3 %. Es importante identificar las tres ventanas de hidrocarburos mostradas en la Figura 8.
- Localización geográfica: el área de prospección está limitada a la porción en tierra firme de las cuencas de *shale gas*.

En general, el área de prospección cubre menos de la mitad del área de la cuenca. Esta área de prospección tendrá pues una calidad de *shale gas* y de reservorio relativamente alta, con una geología favorable y zonas con elevadas concentraciones

de recursos. En la Figura 10 se muestra un ejemplo del área prospectiva de Vaca Muerta.

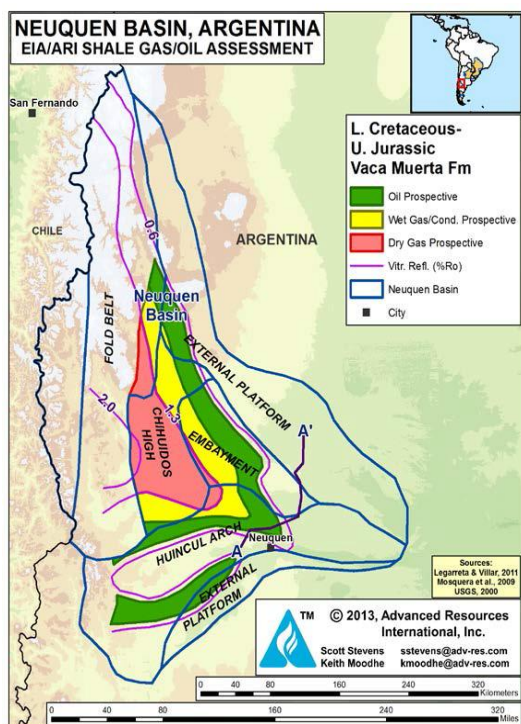


Figura 10: Área de prospección para cada formación

4.4 Valoración del riesgo

a) **Gas libre en la formación:** el cálculo del gas libre para una extensión aérea dada está gobernado por cuatro características de la formación:

- **Presión:** la metodología de estudio enfatiza la identificación de áreas con sobrepresión, las cuales permiten una mayor concentración de gas a un volumen de reservorio fijo. Cuando no se tienen datos de la presión, se utilizará un gradiente hidrostático conservativo de 0,433 psi/ft de profundidad.
- **Temperatura:** se da importancia a la identificación de áreas con gradientes de temperatura y temperaturas de superficie mayores a las medias. Cuando los datos de temperatura no estén disponibles, tomaremos un gradiente de temperatura de 1,25 °F por cada 100ft de profundidad (≈ 50 °C/km) y una temperatura de superficie de 60 °F (≈ 16 °C).
- **Porosidad saturada de gas:** para el estudio utilizaremos datos de porosidad provenientes de log disponibles. Cuando los datos de porosidad no estén

Finalmente, se excluye o asigna un alto factor de riesgo a aquellas áreas con formaciones de *shale gas* con un alto contenido en arcillas y/o alta complejidad geológica (cabalgamientos, altas tensiones, etc...). Por consiguiente, deben identificarse aquellas áreas más favorables de la cuenca mediante una intensiva evaluación a pequeña escala. Los avances en la completación de los pozos deberían permitir estimular hidráulicamente de forma eficaz aquellas formaciones con altos contenidos en arcillas.

disponibles, se identificará la mineralogía y la madurez de las lutitas para estimar valores de porosidad análogos en otras cuencas Estadounidenses. Salvo evidencias que demuestren lo contrario, supondremos que los poros están saturados con gas y agua residual.

- Espesor neto con alto contenido orgánico: el intervalo geológico que contiene lutitas con alto contenido orgánico se ha obtenido anteriormente mediante estudios estratigráficos de las formaciones. El espesor bruto con alto contenido orgánico del intervalo de las lutitas se establecerá a partir de datos de log y de las secciones transversales disponibles. Para calcular el contenido de roca estéril de la lutita bruta con alto TOC y el espesor neto de lutita con alto contenido orgánico se utiliza un ratio neto-bruto.

El contenido de gas libre en la formación viene dado por la expresión:

$$\text{GIP} = \frac{433,560 \cdot A \cdot h \cdot \Phi \cdot (S_g)}{B_g}$$

$$\text{Donde: } B_g = \frac{0,02829 \cdot z \cdot T}{p}$$

- A = área en acres (1 acre = 43,56 ft²=4,05 m²; 1 milla² = 640 acres)
- h = espesor neto con alto TOC, en pies.
- Φ = porosidad (obtenido de log o información publicada en literatura técnica, puede determinarse también a partir de otras cuencas similares en Estados Unidos; La madurez térmica y la profundidad de enterramiento del *shale gas* pueden influenciar el valor de la porosidad).
- S_g = fracción de la porosidad saturada de gas (S_g) en vez de agua (S_w) o crudo (S_o). Para determinar la porosidad saturada de gas multiplicaremos Φ por S_g .
- P = presión (psi). Puede obtenerse a partir de información de test de pozos, deducida del peso del lodo utilizado en la perforación en la secuencia de lutitas, o bien asignado análogamente a partir de otras cuencas de *shale gas* similares en Estados Unidos. Se asignan gradientes hidrostáticos conservativos de 0,433 psi/ft de profundidad a las cuencas con presiones de reservorio normales. Cuando tenemos sobrepresiones, asignaremos gradientes de presión de entre 0,5 psi/ft y 0,6 psi/ft, siendo de entre 0,35 psi/ft y 0,4 psi/ft cuando nos encontremos con depresiones.

- T = temperatura (en °R; °R=°F+460). La temperatura se obtiene de test de pozo o a través de la temperatura regional y gradiente térmico.
- B_g = factor de volumen de gas (ft³).
- z = factor de desviación adimensional del gas. Aajusta el factor de compresibilidad ideal (PVT) al comportamiento no ideal del gas. Los factores de desviación del gas pueden calcularse a partir de funciones complejas dependientes de la presión, temperatura y composición del gas disponibles en literatura de ingeniería de yacimientos.

b) Gas adsorbido en la formación: además del gas libre, las lutitas pueden contener grandes cantidades de gas adsorbido en las superficies de los orgánicos y arcillas.

Para el área de prospección de la cuenca se establece una isoterma de Langmuir (Figura 11) utilizando datos disponibles del TOC y de la madurez térmica, de forma que se obtiene el volumen Langmuir (V_L) y la presión de Langmuir (P_L). De esta forma, el gas adsorbido contenido en la formación se calcula mediante la expresión:

$$G_c = \frac{V_L \cdot P}{P_L + P} \quad (P = \text{presión original del reservorio})$$

Las estimaciones de V_L y P_L se basan en datos disponibles en literatura técnica o datos obtenidos en trabajos prospectivos anteriores de los yacimientos de *shale gas*. En general, V_L depende del TOC y de la madurez térmica de la lutita mientras que P_L depende de la rapidez con la que se libera el gas adsorbido en los orgánicos al disminuir la presión en la matriz de la lutita.

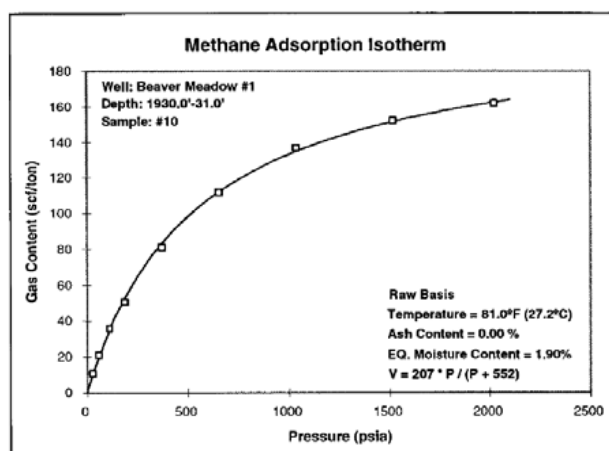


Figura 11: Contenido de gas adsorbido en las lutitas

El gas adsorbido y el gas libre en la formación se combinan para estimar la concentración del recurso para el área de prospección del yacimiento de *shale gas*.

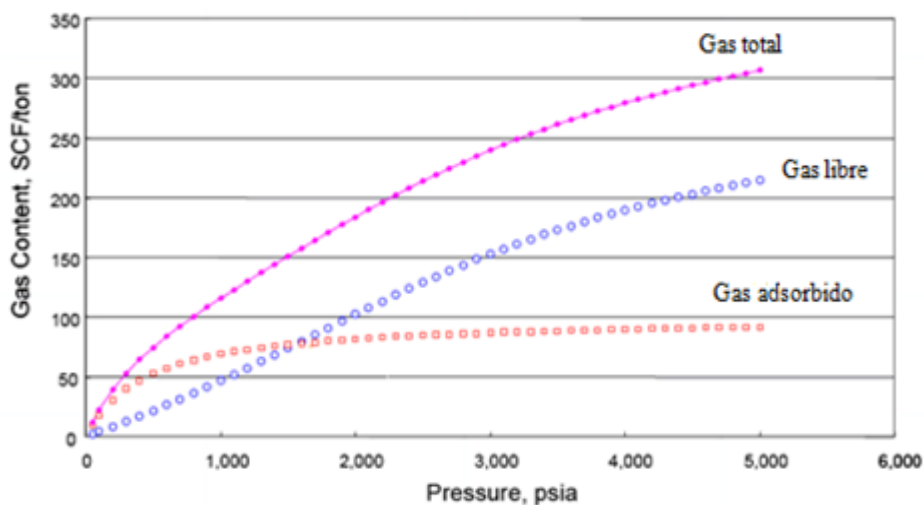


Figura 12: Gas libre y gas adsorbido en una formación de *shale gas*

c) Establecimiento de los factores de riesgo:

Para estimar el riesgo relativo al contenido de gas en la formación se aplican dos factores de riesgo al área de prospección:

- Factor de probabilidad de éxito del campo de producción: probabilidad de que al menos una porción significativa de la formación de lutita proporcione gas con un flujo suficiente para que se desarrolle el campo de producción. Este factor irá cambiando a medida que se perforen pozos exploratorios, se analicen y se exploten.
- Factor de éxito del área de prospección: combina una serie de preocupaciones que podrían provocar que una porción del área de prospección no fuese productiva. Estas preocupaciones incluyen áreas con alta complejidad estructural (fallas profundas, bloques de fallas), áreas con baja madurez térmica (R_o entre 0,7 % y 0,8 %), menor espesor neto de la lutita orgánica en la periferia del área de prospección. Incluye el conjunto de datos geológicos y de yacimiento disponibles, e irá cambiando a medida que avanza la exploración y delineación.

Estos dos factores de riesgo/éxito se combinan para dar lugar a un factor de riesgo compuesto que evalúe el riesgo del área de prospección a la hora de determinar el *shale gas* contenido en la formación. Históricamente, la exploración del *shale gas*

ha mostrado que con el tiempo estos factores de riesgo mejoran, particularmente el factor de éxito del área de prospección.

4.5 Cálculo de los recursos técnicamente recuperables

Los recursos de *shale gas* técnicamente recuperables se establecen multiplicando el contenido de gas en la formación (*Gas In Place*, GIP= gas libre + gas adsorbido) por el factor de eficiencia de recuperación. Éste último incorpora un gran número de datos de entrada, geológicos y análogos, apropiados para cada yacimiento. El factor de eficiencia de recuperación usa información de la mineralogía de las lutitas para determinar el lugar más favorable para la fracturación hidráulica; pero tiene en cuenta además otros datos que puedan afectar a la productividad del pozo tales como presencia de microfracturas naturales favorables, ausencia de fallas cortantes profundas que puedan ser desfavorables, estado de tensiones y compresibilidad de las formaciones de lutita en el área de prospección, sobrepresiones en el reservorio, etc...

En la evaluación de recursos se emplean tres factores básicos de eficiencia de recuperación. Estos incorporan mineralogía de la lutita, propiedades del reservorio y complejidad geológica:

- Recuperación de gas favorable: un factor de eficiencia de recuperación del 25 % del gas presente en la formación se utiliza para yacimientos de *shale gas* con bajo contenido en arcillas, complejidad geológica baja-moderada y propiedades de reservorio favorables tales como sobrepresión de la formación de lutita y elevada porosidad saturada de gas.
- Recuperación de gas media: un factor de eficiencia de recuperación del 20 % del gas contenido en la formación se emplea para yacimientos de *shale gas* con contenido medio en arcillas, complejidad geológica moderada y presión y propiedades del reservorio medias.
- Recuperación de gas menos favorable: un factor de eficiencia de recuperación del 15 % del gas contenido en la formación se emplea para yacimientos y formaciones con un contenido medio-alto en arcillas, complejidad geológica moderada-alta y propiedades de reservorio por debajo de las habituales.

En casos en los que nos encontremos con áreas de *shale gas* con rendimientos excepcionales podremos utilizar factores de eficiencia de recuperación del 30 %. En casos en los que tengamos grandes depresiones y complejidades del reservorio utilizaríamos factores de eficiencia de recuperación del 10 %.

- Debido a que la permeabilidad de los reservorios de *shale gas* es extremadamente baja (valores comprendidos entre microDarcy y nanoDarcy, véase Figura 13), una recuperación eficiente del gas contenido en la matriz de lutitas requiere **dos técnicas claves para la perforación y completación de los pozos:**

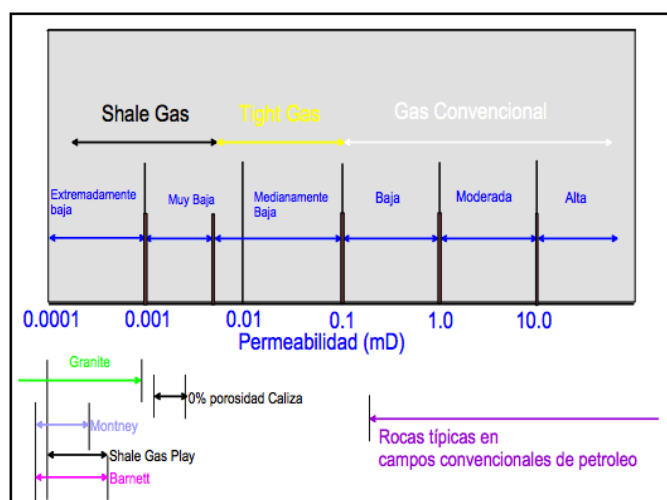


Figura 13: Permeabilidad de los hidrocarburos

- Largos pozos horizontales: diseñados para colocar el pozo de producción en contacto con la mayor cantidad de lutita posible desde un punto de vista técnico y económicamente factible.
- Intensa estimulación del pozo: un gran volumen de estimulaciones hidráulicas llevadas a cabo en etapas múltiples y próximas las unas de las otras (hasta 20 etapas) se emplean para romper la matriz de las lutitas y crear permeabilidad en el reservorio. Este conjunto de fracturas hidráulicas inducidas y apuntaladas proporcionan las vías de flujo crítico desde la matriz de la lutita al pozo horizontal. Como podemos observar en la Figura 14, los pozos horizontales han ido evolucionando con el tiempo aumentándose el número de etapas de fracturación hidráulica por unidad de longitud.

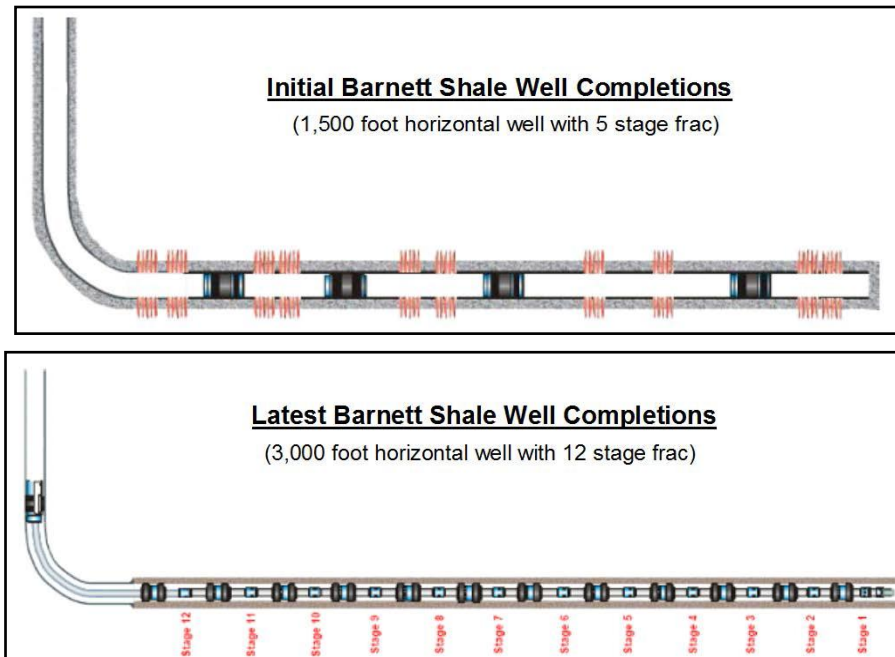


Figura 14: Evolución de las técnicas de perforación y completación de pozos

- **La eficiencia de la estimulación hidráulica** del pozo depende en gran medida de la mineralogía de las lutitas. Su contenido en cuarzos, carbonatos y arcillas determina de forma significativa la eficiencia de la estimulación hidráulica inducida en las lutitas.
 - Las lutitas con alto contenido en cuarzos y carbonatos tienden a ser frágiles y a romperse, dando lugar a un gran número de fracturas inducidas que aportarán numerosas vías de flujo desde la matriz al pozo de producción. (Véase Figura 15)
 - Las lutitas con un alto contenido en arcillas tienden a ser dúctiles y se deforman en vez de romperse. Esto lleva a la creación de menos fracturas inducidas, reduciendo significativamente el número de vías de flujo desde la matriz.

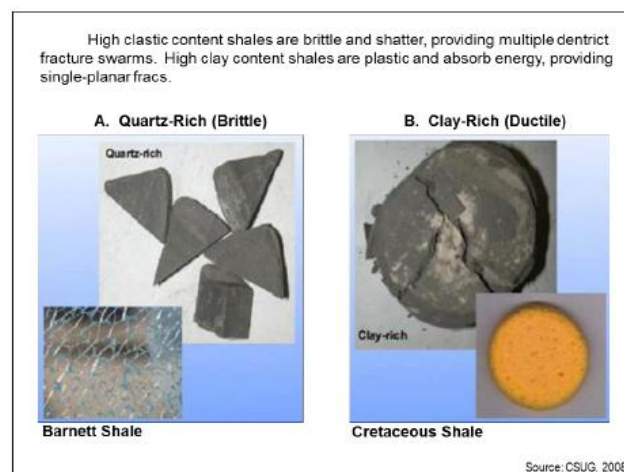


Figura 15: Lutita frágil – lutita dúctil

- **Complejidad geológica:** una gran variedad de características geológicas complejas puede reducir la eficiencia de recuperación del *shale gas* de un yacimiento (Véase Figura 16).
 - Sistemas de fallas extensas: pueden dificultar la recuperación limitando la longitud productiva de los pozos horizontales
 - Sistema de fallas profundo: fallas extensas verticalmente que cortan intervalos de lutitas con alto TOC pueden introducir agua en la matriz de lutita, reduciendo relativamente la permeabilidad y capacidad de flujo.
 - Fallas inversas y otras características geológicas que impliquen fuertes tensiones: estas características tectónicas de compresión son indicios de áreas con altas tensiones laterales en los reservorios, reduciendo la permeabilidad de la matriz de lutita y su capacidad de flujo.

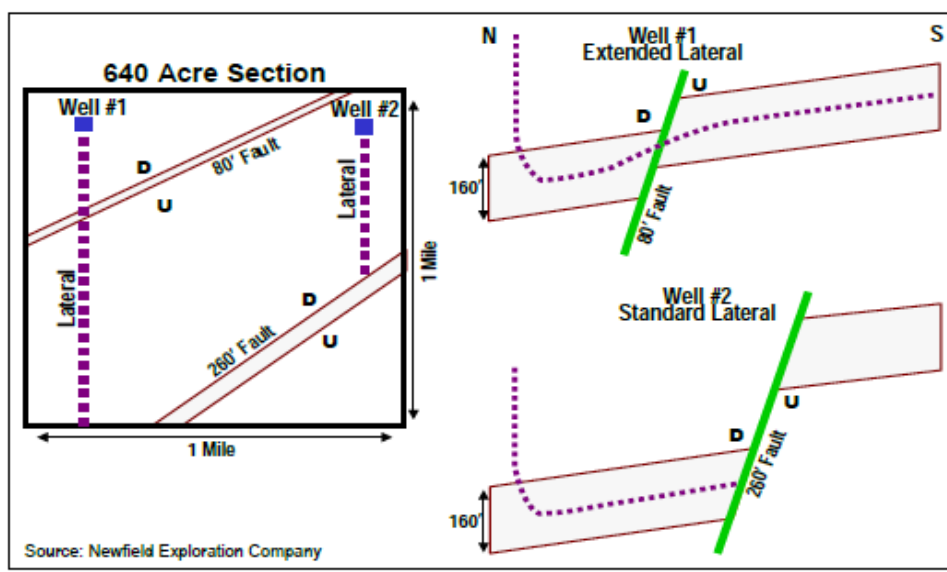


Figura 16: Repercusión de las fallas en los pozos de producción

Una vez hayamos realizado todos los pasos descritos anteriormente y hayamos medido o estimado los distintos valores de las variables, podremos elaborar una tabla de evaluación de los recursos de *shale gas* en nuestra cuenca similar a la Tabla 4 que se muestra a continuación:

Tabla 4: Representación de los principales aspectos medidos y calculados para determinar los recursos de *shale gas* en el yacimiento Vaca Muerta (Argentina). Fuente: Intitute of Directors (IoD)

Basic Data	Basin/Gross Area		Neuquen (66,900 mi ²)		
	Shale Formation		Vaca Muerta		
	Geologic Age		U. Jurassic - L. Cretaceous		
	Depositional Environment		Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		4,840	3,270	3,550
	Thickness (ft)	Organically Rich	500	500	500
		Net	325	325	325
	Depth (ft)	Interval	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000	5,500 - 10,000
Average		5,000	6,500	8,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	1.50%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		66.1	185.9	302.9
	Risked GIP (Tcf)		192.0	364.8	645.1
	Risked Recoverable (Tcf)		23.0	91.2	193.5

5. ESTIMACIÓN DE LOS RECURSOS DE GAS EN LAS FORMACIONES DE BOWLAND-HODDER EN LA BRETAÑA CENTRAL

5.1 Introducción

Las lutitas Carboníferas ricas en contenido orgánico de las cuencas marinas están presentes en gran parte de la Bretaña central. A continuación, en la Figura 17, se muestra la extensión superficial que está siendo estudiada por los organismos públicos británicos “*British Geological Survey*” (BSG) y “*Department of Energy & Climate Change*” (DECC).

Estas lutitas ricas en contenido orgánico (*mudstone*), las cuales podemos encontrar enterradas o en afloramientos, han sido reconocidas como rocas madre excelentes. En ellas el petróleo y el gas maduraron antes de que parte migrara hacia los campos convencionales de petróleo y gas. El área de estudio está limitada por la erosión completa de las lutitas potencialmente prospectivas del sur, por levantamientos en varias áreas donde las unidades de prospección afloran, y por cambios de facies a depósitos deltaicos contemporáneos en el norte y noreste.

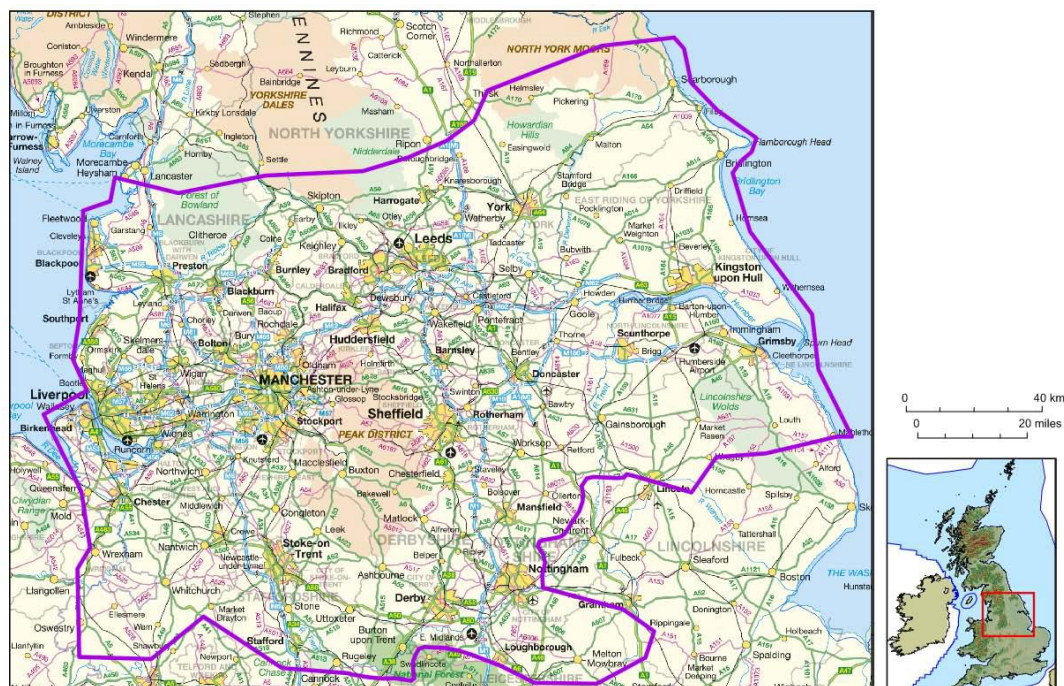


Figura 17: Área de estudio de los recursos de *shale gas* en la Bretaña central

5.2 Datos sísmicos, de pozos y de afloramientos

La evaluación de las cuencas Carboníferas de lutitas parte de los mapas sísmicos detallados que utilizan toda la información disponible de pozos de hidrocarburos y estratigrafías de pozos de perforación, junto con la información geológica revelada por los afloramientos.

A pesar de que varios miles de pozos hayan sido perforados dentro del área de evaluación, solamente 64 alcanzaron suficiente profundidad para registrar más de 15 m de lutita neta de la sección Carbonífera.

Para elaborar el modelo sísmico de la región se recolectó toda la información sísmica disponible en la Librería Geofísica *Onshore* de Reino Unido (*UK Onshore Geophysical Library, UKOGL*). Se interpretaron un total de 23 500 km de datos sísmicos 2D y 1000 km² 3D. A partir de estos datos, se elaboró un mapa (Figura 18) de aproximación de las líneas sísmicas que fuera coherente con los mapas detallados del BGS de los afloramientos.

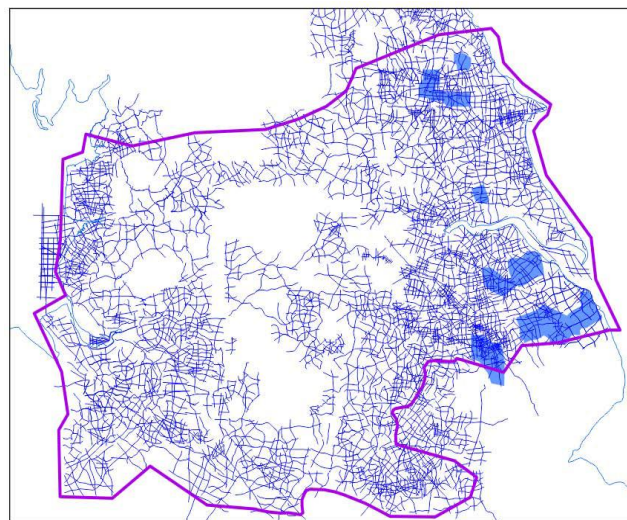


Figura 18: Perfiles sísmicos 2D y estudios 3D utilizados para evaluar el potencial del *shale gas* en la Bretaña central.

5.3 Paleografía e inversión de las cuencas

Evidencias paleo-magnéticas sugieren que Gran Bretaña estuvo situada en latitudes próximas a las ecuatoriales durante los tiempos Viseenses. El Carbonífero fue un periodo glaciario con numerosas fluctuaciones del nivel del mar originando impactos significativos en la deposición. Las lutitas marinas se depositaron en series complejas de

cuencas tectónicamente activas a lo largo de la Bretaña central durante los periodos Viseenses y Namuriense. Posteriormente, en el periodo comprendido entre el Devoniano y el Carbonífero “joven”, tuvieron lugar procesos de rifting¹ que produjeron un relieve marcado por numerosas cuencas ocupando fosas subyacentes y picos emergentes asociados a horsts o pilares. En todas estas cuencas, las lutitas marinas profundas pasan lateralmente a través de plataformas calizas superficiales y areniscas deltaicas.

El modelo Carbonífero inicial de las cuencas ha ido desarrollándose apoyándose en evidencias provenientes de la interpretación de los datos sísmicos y las penetraciones de pozos. las cuencas de Cheshire Basin y Humber Basin son prácticamente desconocidas como consecuencia de la débil interpretación debida a la escasez de penetraciones de pozos y al bajo control sísmico.

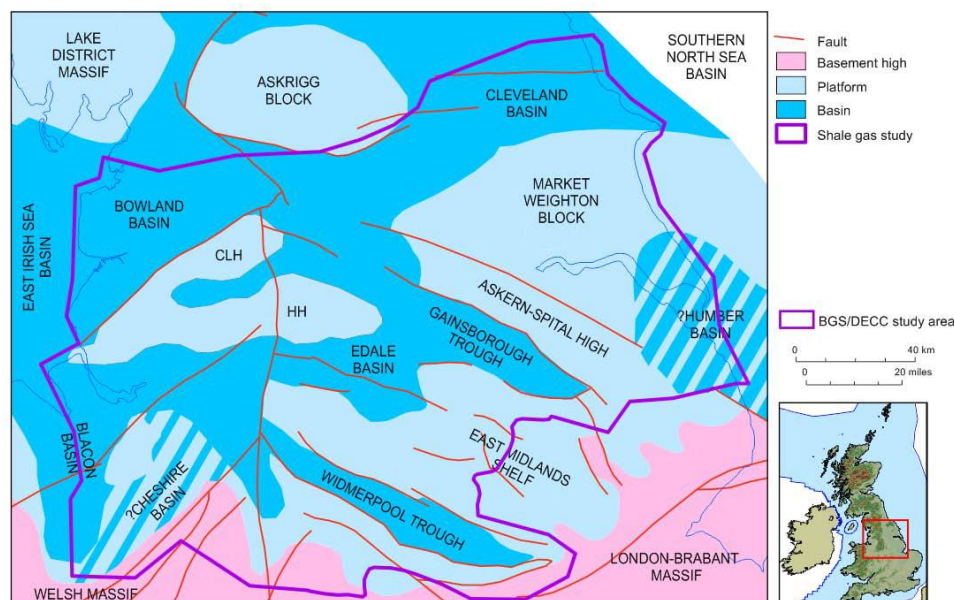


Figura 19: Cuencas Carboníferas y plataformas en la Bretaña Central

La cuenca Bowland Basin es una de las más grandes del área estudiada y se prolonga hacia el oeste por debajo del mar irlandés. Cerca de la costa, el Bowland Basin está enterrado por debajo de una capa gruesa de rocas Permo-triásicas; mientras que alejándonos por el este, el centro de la cuenca ha sido elevada y erosionada de tal forma que las rocas de la unidad Bowland-Hodder² afloran a la superficie.

¹ **Rifting** es el proceso de formación de grietas en la litosfera terrestre como consecuencia del ascenso de masas magmáticas muy calientes procedentes del manto.

² La unidad Bowland-Hodder es el término utilizado para referirse al conjunto de lutitas o lutitas de interés de edad Viseense a Namuriense, que incluye la formación Bowland Shale (y sus equivalentes) junto con lutitas más antiguas que equivalen a la formación Hodder Mudstone.

5.4 Estratigrafía

En la Figura 20 se muestra la estructura principal de la unidad Bowland-Hodder. A partir de la correlación con los datos de pozo y de afloramientos de las distintas cuencas de la Bretaña central, se elaboró un modelo lito-estratigráfico (Figura 22) que correlaciona las principales cuencas de la unidad. Denominamos ‘unidad Bowland-Hodder’ al intervalo de interés estratigráfico.

Se excluyeron del estudio algunas unidades potenciales de *shale gas* ‘más jóvenes’, como Arnsbergian-Kinderscoutian Sabden Shale en Lancashire y gran parte de Holywell Shales en el Norte de Wales, las cuales aparecen entre las secuencias de areniscas Millstone Grit. La cuenca de Sabden Shale alcanza grosores de hasta 610 m, pero no está enterrado lo suficientemente profundo para considerarse un recurso de *shale gas onshore*.

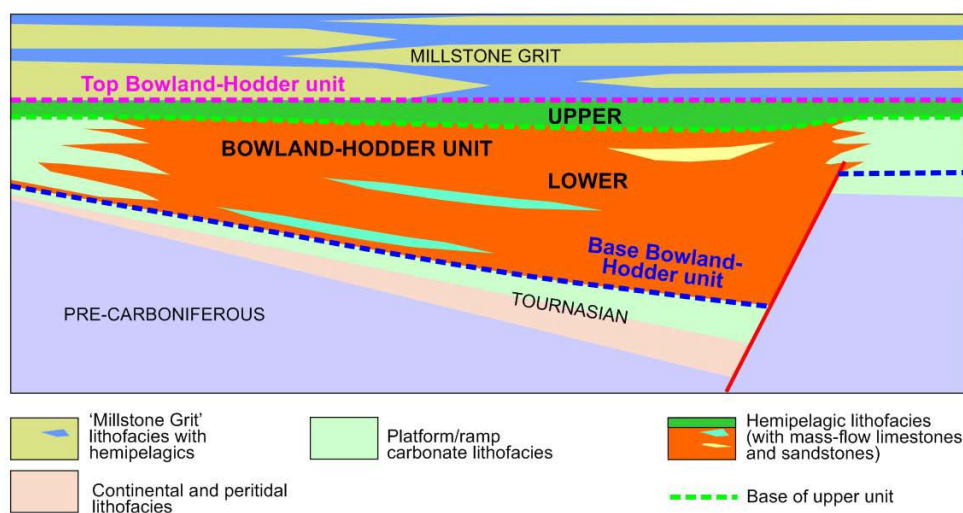


Figura 20: Relación entre las lutitas de cuencas hemipelágicas³ y las plataformas de carbonatos dentro de la unidad Bowland-Hodder.

La integración de afloramientos, pozos y datos sísmicos ha mostrado que la unidad Bowland-Hodder puede dividirse en dos partes: superior e inferior. Esta división proporciona un marco útil para el desglose de la estimación de recursos en una unidad más desconocida y con un mayor riesgo (la unidad inferior) y en otra unidad con menor riesgo y mayor control de pozos (unidad superior).

³ **Hemipelágicos:** Constituyen los sedimentos típicos de los taludes continentales. Los conforman mezclas de material terrígeno (limo fundamentalmente) con material pelágico (plancton) y hasta béntico; Yacimientos autóctonos en términos de mineralogía y contenido orgánico.

La parte inferior de la unidad Bowland-Hodder comprende facies gruesas (predominantemente lutitas) depositadas cronológicamente con los procesos de *rifting*, las cuales pasan lateralmente a arcillas de la misma edad que fueron depositadas sobre los picos adyacentes y las plataformas. Una combinación de fluctuación de los niveles marinos, cambio climático, movimientos tectónicos durante la deposición y evolución de las plataformas o rampas de los carbonatos alrededor de la cuenca resultó en una variedad de sedimentos que alimentaron la cuenca en diferentes tiempos. Existe evidencia de que las transgresiones marinas, representadas por intervalos con gamma y TOC altos, ocasionalmente inundaron las cumbres de las plataformas.

La parte superior de la unidad Bowland-Hodder comprende lutitas que fueron depositadas tanto en las cuencas como a lo largo de la mayor parte de las plataformas. Estas zonas son lateralmente continuas en vez de encerradas en las cuencas, aunque son considerablemente más gruesas y ricas en material orgánico dentro de las cuencas. En el Bowland Basin, los estratos individuales pueden correlacionarse fácilmente entre pozos, proporcionando una mayor evidencia de estabilidad en la unidad superior.

Se analizaron los testigos y detritos del pozo Preese Hall-1 de la cuenca Bowland Basin y se representó en un diagrama ternario composicional como los explicados anteriormente. El diagrama de la Figura 21 muestra un rango muy diverso de litologías, con una predominancia de componentes clásticos en todas las formaciones. Es preciso mencionar también que en la unidad inferior del Bowland Shale abundan litologías calcáreas y muy calcáreas, incluyendo calizas.

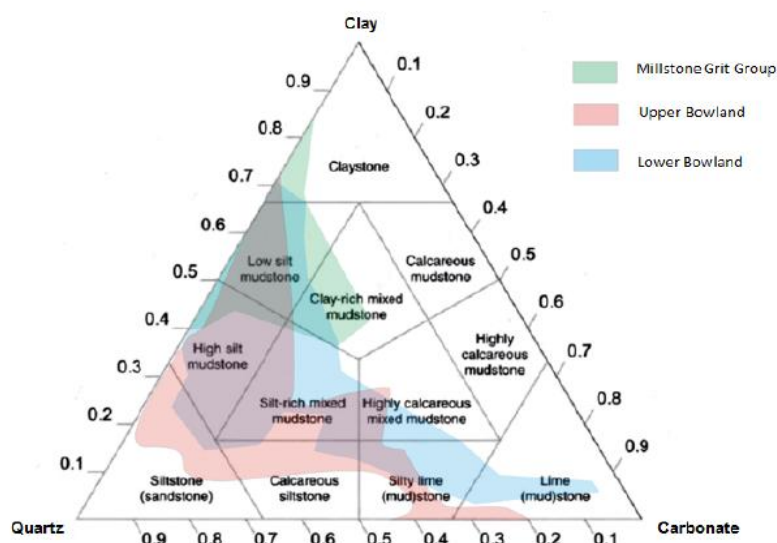


Figura 21: Diagrama ternario de los testigos y detritos de la sección carbonífera del pozo Preese Hall-1.

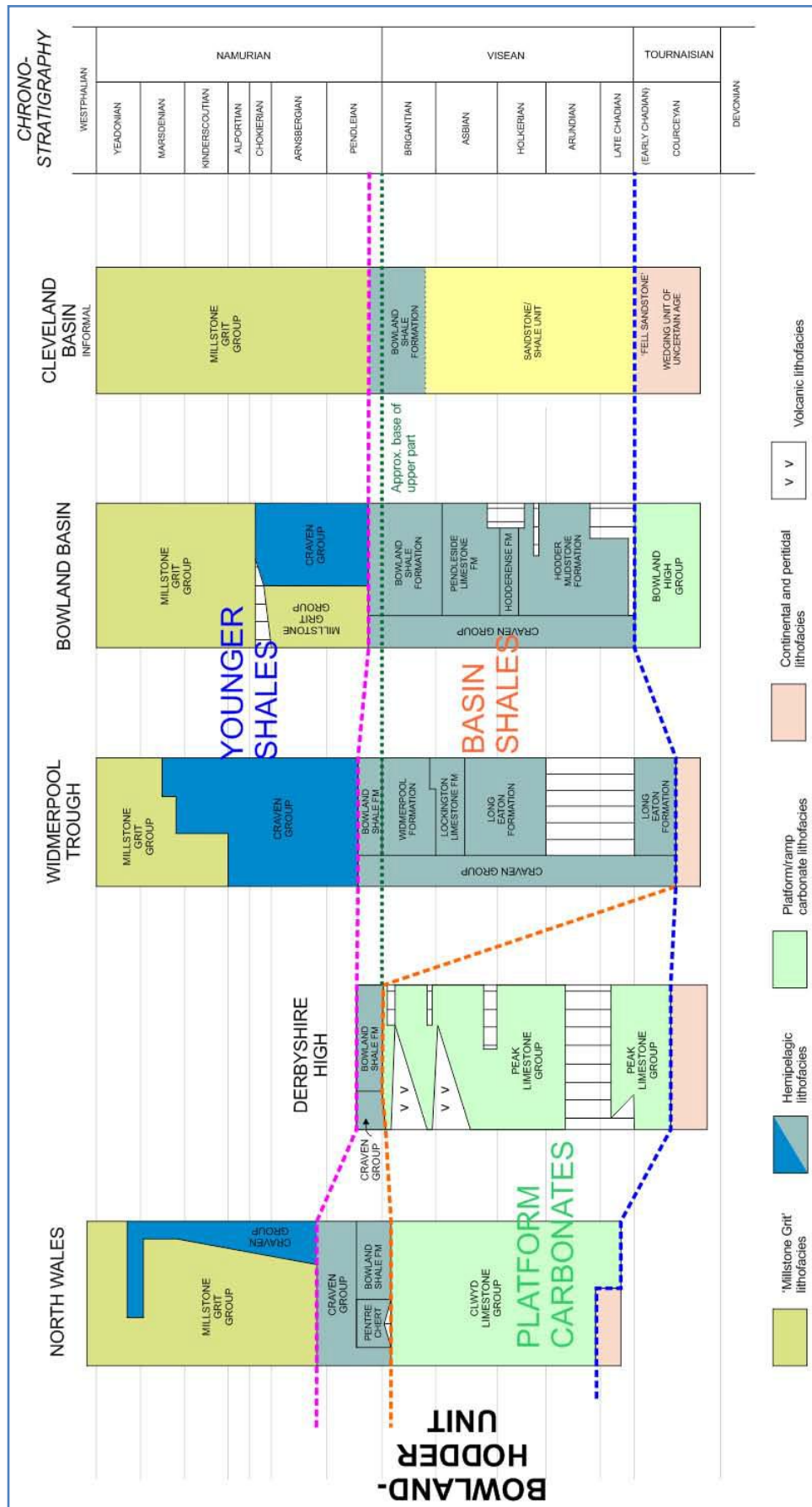


Figura 22: Marco lito-estratigráfico de la unidad Bowland-Hodder

5.5 Profundidad regional y mapas isopacos

A continuación se elaboraron los modelos de profundidad y espesor. Se estima que la sección gasífera de roca es extremadamente gruesa (mayor a 1800 m) con fracturas naturales abundantes y una estructura relativamente compleja. El punto más profundo de la unidad Bowland-Hodder alrededor del área de estudio se encuentra a una profundidad de 4750 m, con las mayores profundidades apareciendo en la cuenca Bowland Basin en Lancashire (Figura 23).

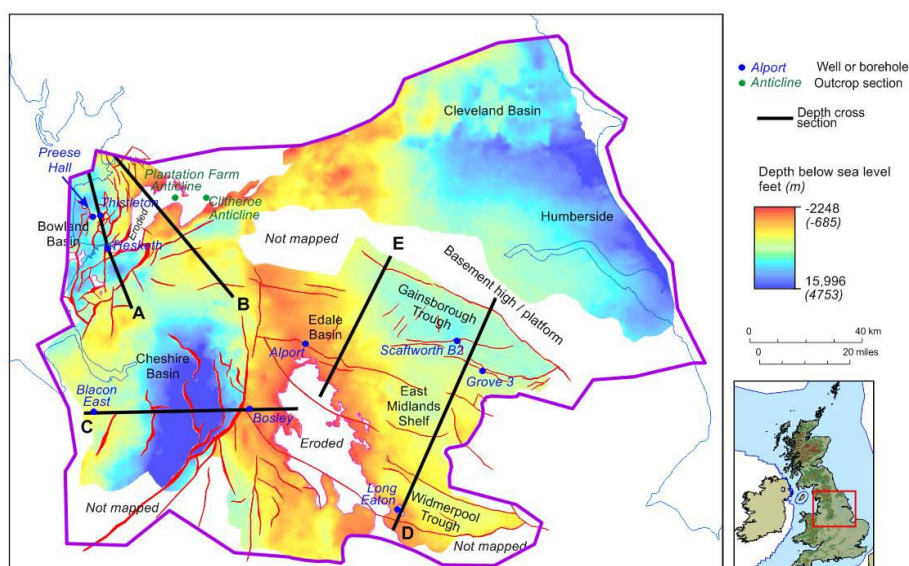


Figura 23: Profundidad (ft) de la parte superior de la unidad Bowland-Hodder

El espesor de la unidad Bowland-Hodder (Figura 24) refleja la configuración estructural Carbonífera de la región, con secciones bien expandidas en las cuencas formadas cronológicamente con los *rifts*.

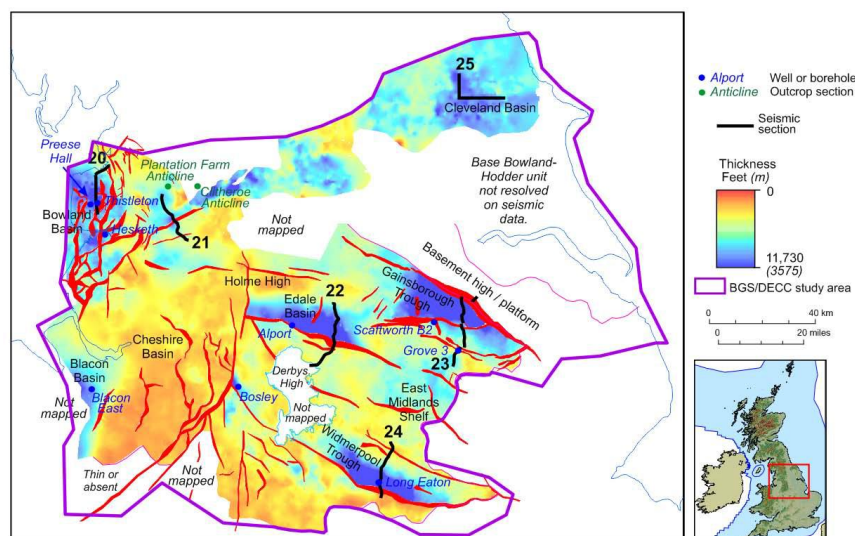


Figura 24: Espesor (ft) de la unidad Bowland-Hodder.

A partir de los datos de los afloramientos, se estima que la cuenca Bowland Basin contenga 270 m de lutita y 900 m de arcilla de espesor. La interpretación sísmica sugiere que la unidad Bowland-Hodder alcanza espesores de hasta 1900 m en la misma cuenca.

La unidad Bowland-Hodder es equitativamente gruesa, o más gruesa, en las cuencas estrechas limitadas por las fallas de Gainsborough, Edale y Widmerpool, con espesores de 3000 m y 2900 m respectivamente. La cuenca de Cleveland Basin mantiene un espesor más uniforme, con la distribución de lutita bituminosa neta controlada por los cambios de facies al norte y al sur.

La parte superior de la unidad Bowland-Hodder rica en contenido orgánico habitualmente presenta un grosor de 150 m, pudiendo alcanzar los 890 m. La parte inferior es considerablemente más gruesa alcanzando grosores de 3000 m en algunos depocentros.

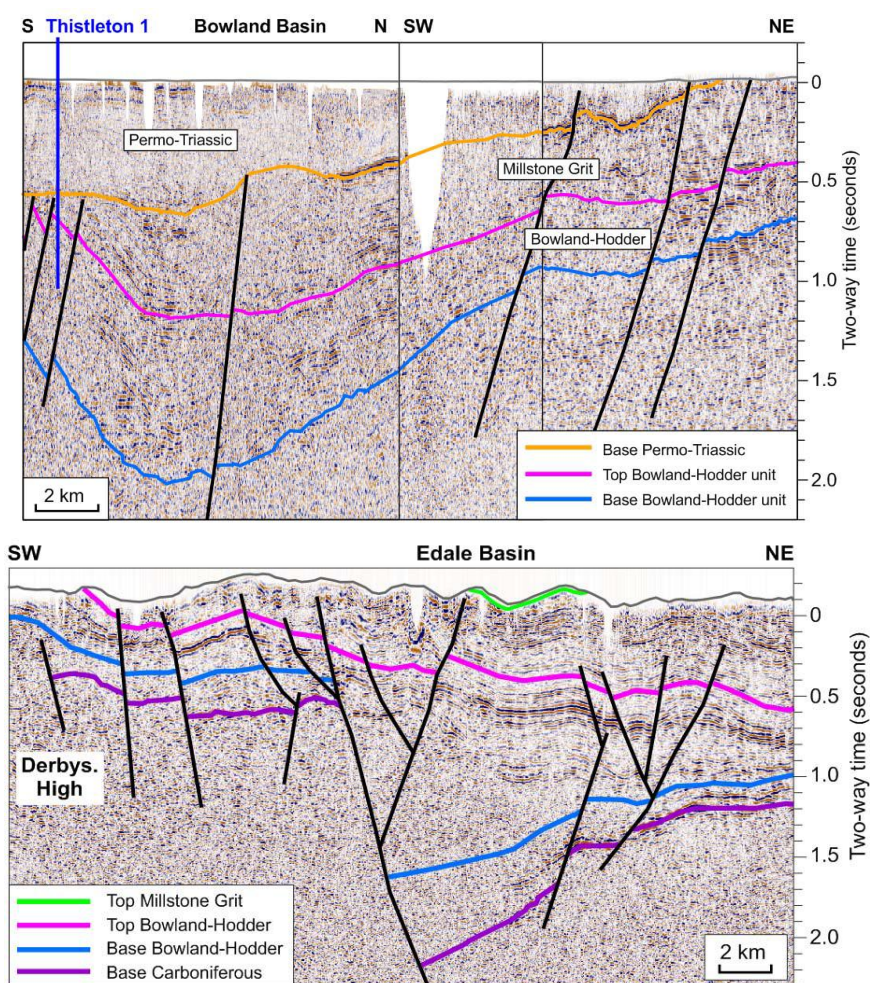


Figura 25: Ejemplos sísmicos transversales de las cuencas Bowland Basin (superior) y Edale Basin (inferior).

En el ejemplo sísmico superior de la Figura 25 se muestra la parte más profunda del Bowland Basin, mostrando el espesor de la unidad Bowland-Hodder en el depocentro de la cuenca. El pozo Thistleton 1 terminó en las lutitas de la edad Brigantiana, por lo que no alcanzó la parte inferior de la unidad Bowland-Hodder. Respecto al ejemplo inferior, se muestra el grueso espesor de las lutitas de la cuenca Edale Basin. Para realizar los modelos de profundidad y espesor de la unidad, es necesario un pre-estudio sísmico de cada cuenca.

5.6 Pozos clave

De la multitud de pozos perforados dentro del área de evaluación, solamente 64 pozos alcanzaron profundidades suficientes para registrar más de 15 m de lutita bituminosa neta en la sección Carbonífera “joven”.

A pesar de que solamente algunos pozos han penetrado la serie completa de Bowland-Hodder dentro de las cuencas profundas, muchos han perforado secciones de más de 1500 m. La mayor parte de los pozos no alcanzaron la base de la unidad, y solamente algunos penetran significativamente en la parte inferior de la unidad Bowland-Hodder.

Además de los pozos perforados bajo la legislación de los hidrocarburos, existe un número considerable de pozos perforados para investigaciones minerales y geotérmicas, los cuales son relevantes para el entendimiento de las lutitas de la unidad Bowland-Hodder.

La datación y correlación de la unidad Bowland-Hodder requiere una aproximación multidisciplinaria. La resolución estratigráfica más alta está proporcionada por las superficies de inundación eustáticas⁴. Estas forman la columna vertebral para todas las correlaciones estratigráficas y bioestratigráficas a lo largo de la unidad Bowland-Hodder, particularmente en la parte superior. Información complementaria como bivalvos hemipelágicos, trilobitas y otros fósiles proporcionan una herramienta adicional para la correlación y el entendimiento de los ambientes deposicionales, así como para esclarecer la interacción entre las facies de cuenca y sedimentos provenientes de áreas próximas.

⁴ **Eustatismo:** hundimientos y posteriores ascensos de la corteza terrestre en aquellas zonas donde existieron grandes glaciares continentales

Para la correlación geofísica y estratigráfica de los pozos que va a realizarse a continuación, es preciso primero de todo organizar todos los datos referentes a las perforaciones y afloramientos disponibles de la unidad. Por lo tanto, agrupando toda esta información en una tabla esquemática que incluya todas las penetraciones, nos facilitará mucho la tarea de correlación posterior. En la Tabla 5 solo se incluye una pequeña parte de los pozos y afloramientos disponibles.

Tabla 5: información relevante de pozos clave para la correlación geofísica posterior. Fuente: BSG

Well abbreviation	Well name	Year spudded	KB elevation (ft above MSL)	GL elevation (ft above MSL) (or DTM)	Base Permian (ft below MSL) (or outcrop)	Top Bowland-Hodder unit (ft below MSL)	Base Bowland-Hodder unit (ft below MSL)	Bowland-Hodder unit thickness (ft)	Net shale upper unit (ft)
NOO	Nooks Farm 1	1982	997	980	(Nam)	-517	2623+	>3140	824
NORM	Normanby 1	1985	63.7	43.8	2642	6884	7347.7+	>463.7	308
OLD	Old Dalby 1	1988	323	305.8	1128	3587	4532+	>945	268
PRH	Preese Hall 1	2010	25.5	16.7	conf.	conf.	conf.	conf.	conf.
RAN	Ranton 1	1980	407	394	1913	4209	5428	1219	?0
RAT	Ratcliffe-on-Soar 1	1986	124.8	108.1	696	1015.6	5913.2+	>4895	198
REM	Rempstone 1	1985	273.9	259.8	620.1	1912.1	3437	1524.9	297
ROD	Roddlesworth 1	1987	774	754	(Nam)	3369	7332	3963	44
ROO	Roosecote	1970	121.4	(127)	397.4	1615	2501.6+	>886.6	420
SCA	Scaftworth 2	1982	45.6	27.2	1062	6814.2	7585.6+	>771.4	474
SES	Sessay 1	1988	95	80	1225	2164	5405+	>3241	331
SOU	South Leverton 1	1960	37.3	(29)	1913.7	4802.7	5087.7+	>285	124
STR	Strelley 1	1986	436.8	422.1	-376	2412.6	4320.4+	>1907.8	205
SWI	Swinden 1	1978	462.6	456	(Tourn)	-	-	>2310'	-
THI	Thistleton 1	1987	75	15	2964	4019	6945+	>2926	2096
THO	Tholthorpe 1	1965	80.4	(75)	1489.6	2609.6	2969.6+	>360	?
TOR	Torksey 4	1975	47.2	34.3	2323	5598.8	6019.8+	>421	279
WEE	Weeton 1	1984	166.8	141.7	(Nam)	909	4886	3977	246
WES	Wessenden 1	1987	1631.5	1620	(Nam)	-131	368	499	117
WHM	Whitmoor 1	1966	1024	(1018)	(Nam)	2096	3426	1330	140
WID	Widmerpool 1	1945	266	(261)	754	2234	5934+	>3700	?3700

A continuación se lleva a cabo la correlación geofísica de los log de pozo de la parte superior de la unidad Bowland-Hodder, la cual contiene gran cantidad de unidades correlacionables. En la Figura 26 se muestra un ejemplo de correlación de 3 pozos:

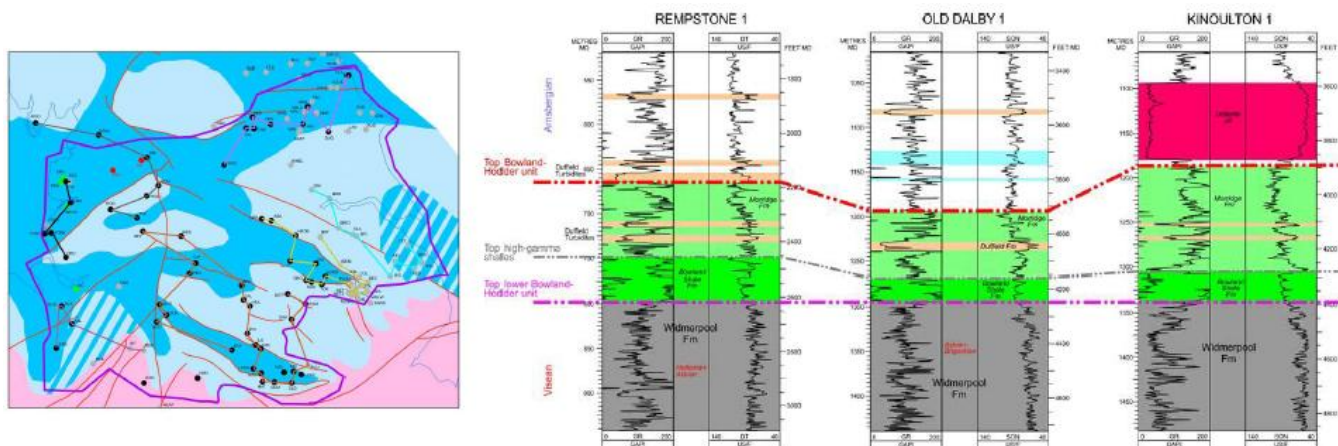


Figura 26: Correlación geofísica de los log de pozo

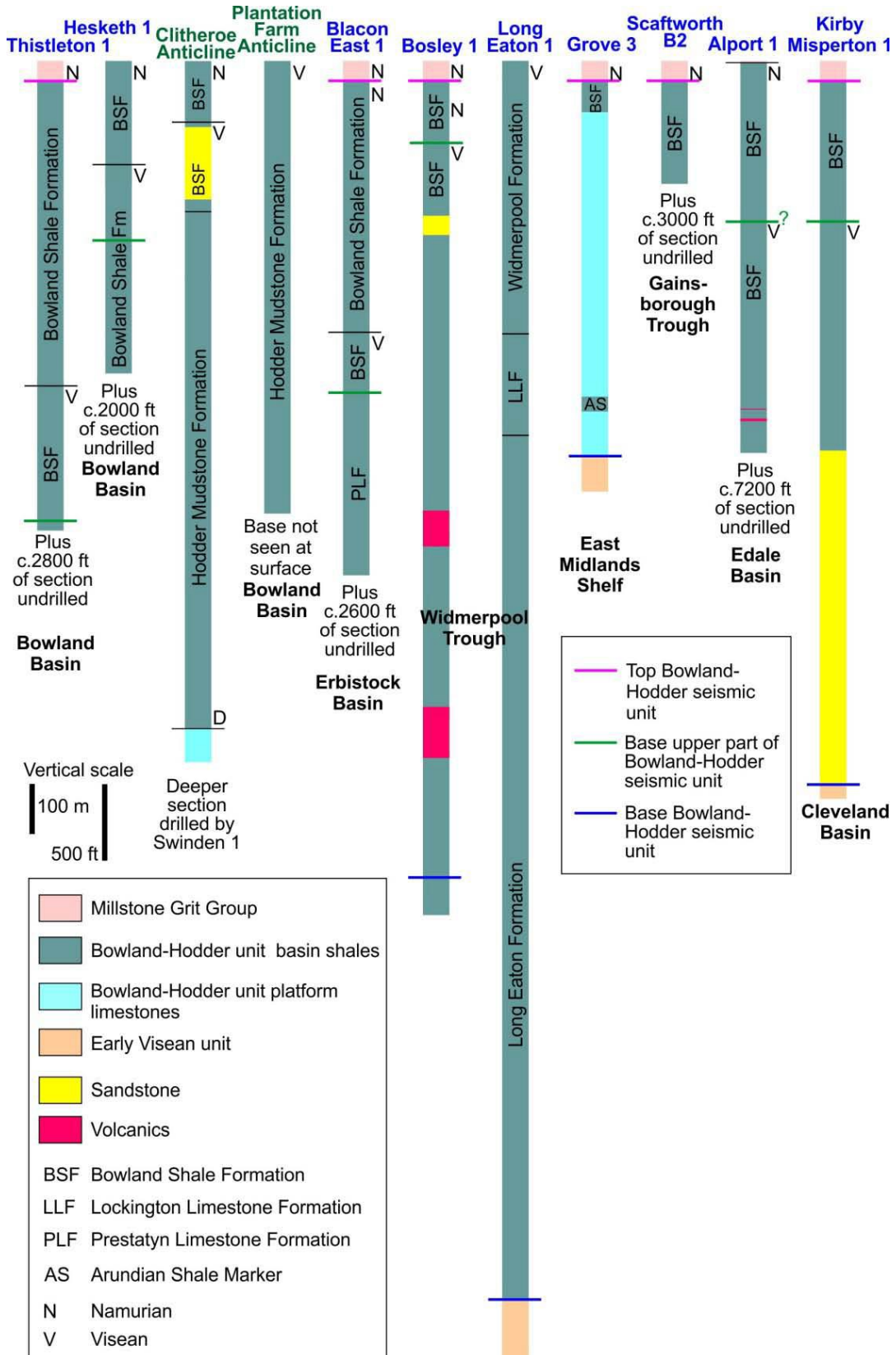


Figura 27: Sección de las lutitas registradas en pozos y afloramientos de cuencas.

En los anticlinales de Clitheroe y Plantation Farm, la sección de afloramiento se ha medido a lo largo del suelo. En los pozos de la Figura 27 solamente se muestra la parte perforada justamente por debajo del límite superior del BHU.

El espesor estimado de la unidad que todavía no ha sido perforado por debajo de cada pozo también se representa en la Figura 27. Este registro de las secciones de lutitas se elaborará para todos los pozos y afloramientos, lo que nos permitirá a continuación definir la distribución regional de las lutitas.

5.7 Distribución regional de las lutitas

Para la elaboración del mapa representando el intervalo Bowland-Hodder como una unidad sísmicamente definida es necesario utilizar una aproximación de la secuencia estratigráfica. Como resultado, la unidad representada está limitada por líneas de tiempo, entre las cuales existen una variedad de facies de cuenca y de plataforma. Para asegurar que el modelo volumétrico 3D sólo incluya las litologías de lutitas (y no las plataformas de calizas, ni las turbiditas de arcillas y calizas presentes en las cuencas), fue necesario representar en el mapa (Figura 28) la variación lateral de lutitas prevista (en porcentaje). La distribución de las lutitas en la parte inferior de la unidad Bowland-Hodder se representó en el mapa a partir de un análisis de las lutitas de los pozos clave integrados dentro del modelo paleográfico regional.

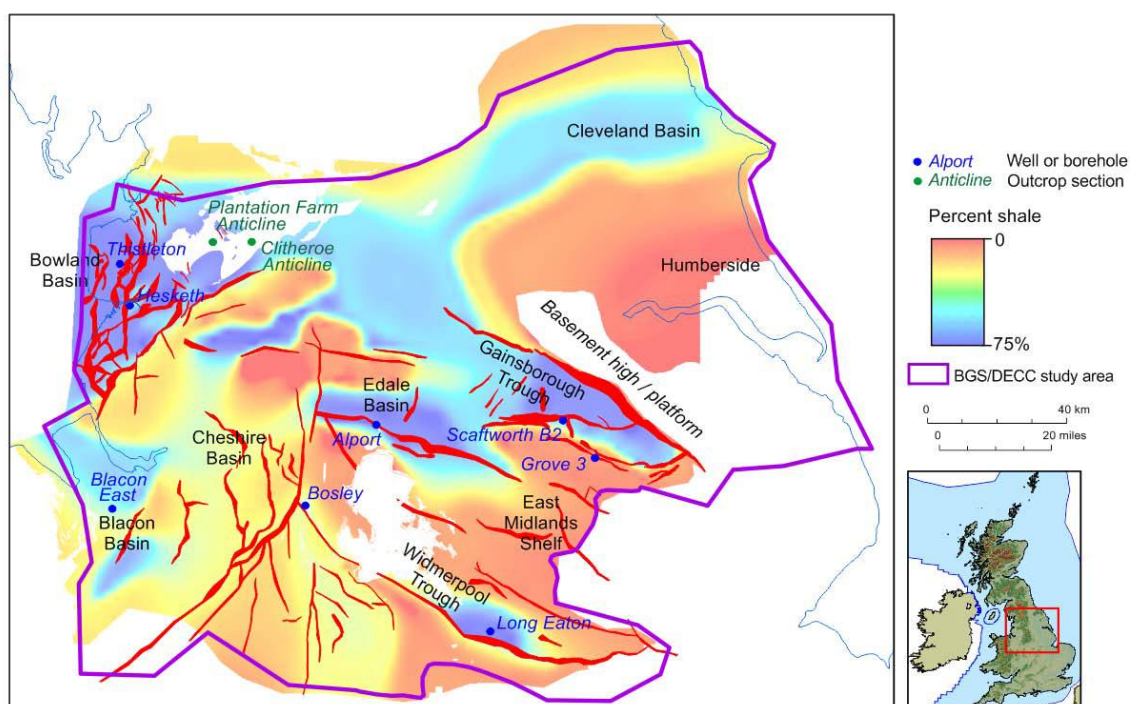


Figura 28: Porcentaje de lutitas predicha en la parte inferior de la unidad Bowland-Hodder

5.8 Evaluación geoquímica

Muchos afloramientos y muestras de testigos y detritos de las lutitas Viseenses y Namurienses de la Bretaña Central han sido sometidos a análisis geoquímico, principalmente en los estudios realizados de las rocas madre en sistemas convencionales de petróleo.

Se recolectaron y analizaron 109 muestras de testigos de 16 pozos seleccionados de las cuencas Carboníferas de la Bretaña Central. La hoja de cálculo derivada del análisis de evaluación de las rocas registra profundidades y los parámetros medidos (S_1 =hidrocarburos libres; S_2 = hidrocarburos adsorbidos; S_3 = dióxido de carbono; T_{max} = temperatura pico de S_2).

Adicionalmente, los principales parámetros utilizados derivados de los datos analizados son:

- PI = Índice de Producción (*Production Index*); $PI = S_1 + S_2$
- HI_{pd} = Índice de hidrógeno presente (*Present day Hydrogen index*); HI_{pd} se divide por el ratio (S_2 mg HC/g TOC) y se considera que los valores por encima de 350 están generalmente relacionados con buenas rocas madre.
- OI = Índice de oxígeno (*Oxygen Index*); OI =mg dióxido de carbono/g TOC.

Se representará gráficamente OI y HI para comparar con el Diagrama de Van Krevelen, mostrando el ramaje de los diferentes tipos de kerógeno.

En la siguiente hoja de cálculos (Tabla 6) se muestran los datos obtenidos del análisis de las rocas de 3 de los 16 pozos seleccionados en la Bretaña central. Las ventanas de maduración están indicadas por el color de fondo de las celdas:

- Amarillo= inmaduro
- Verde= ventana de petróleo
- Naranja= ventana de *shale gas* húmedo
- Rojo= ventana de *shale gas* seco

Tabla 6: análisis de los datos tomados en 3 pozos clave de la unidad Bowland-Hodder. Fuente: BSG

Well	BGS sample number	Depth (m)	Depth (ft)	S ₁ (mg/g)	S ₂ (mg/g)	PI	T _{max} (°C)	S ₃ (mg/g)	S _{3'} (mg/g)	PC (%)	RC (%)	TOC (%)	HI	OICO	OI	pyroMINC (%)	oxiMINC (%)	MINC (%)
Black Hill	13003-0001	66.5	218.2	0.19	1.22	0.14	467	0.27	7	0.13	1.85	1.98	62	9	14	0.19	0.07	0.26
Black Hill	13003-0002	68.8	225.7	0.3	0.99	0.23	450	0.11	1.9	0.12	1.91	2.03	49	3	5	0.08	0.07	0.13
Black Hill	13003-0003	69.6	228.3	0.4	1.33	0.23	450	0.12	4.3	0.15	2.3	2.45	54	5	5	0.12	0.21	0.33
Black Hill	13003-0004	70.5	231.3	0.23	0.82	0.22	456	0.13	1.3	0.1	2.15	2.25	36	5	6	0.04	0.1	0.13
Black Hill	13003-0005	71.4	234.3	0.32	0.97	0.25	445	0.19	3	0.12	2.03	2.15	45	4	9	0.09	0.35	0.44
Black Hill	13003-0006	72.3	237.2	0.45	1.42	0.24	446	0.17	1.6	0.17	2.17	2.34	61	6	7	0.05	0.19	0.24
Black Hill	13003-0007	73.2	240.2	0.32	1.16	0.22	447	0.21	3.6	0.14	1.99	2.13	54	3	10	0.1	0.41	0.51
Black Hill	13003-0008	74.1	243.1	0.34	1.41	0.19	440	0.26	5.6	0.16	1.75	1.91	74	4	14	0.18	0.48	0.61
Black Hill	13003-0009	75.0	246.1	0.29	0.93	0.24	442	0.24	13	0.11	1.55	1.68	56	2	14	0.38	2.91	3.27
Blacon East	13003-0010		6122.0	0.03	0.11	0.21	461	0.12	3.70	0.02	0.83	0.65	17	5	18	0.10	0.17	0.27
Blacon East	13003-0011		6134.0	0.10	0.31	0.24	460	0.22	5.00	0.04	1.36	1.40	22	2	16	0.14	0.32	0.46
Blacon East	13003-0012		6139.0	0.28	0.85	0.25	451	0.38	14.20	0.11	4.03	4.14	21	3	9	0.39	2.66	3.05
Blacon East	13003-0013		6147.6	0.48	1.30	0.27	457	0.33	8.40	0.16	5.52	5.68	23	1	6	0.24	1.14	1.37
Blacon East	13003-0014		7423.0	0.01	0.19	0.06	488	0.21	7.20	0.03	1.13	1.16	16	3	18	0.20	7.88	8.08
Blacon East	13003-0015		7428.0	0.00	0.05	0.04	501	0.30	10.40	0.01	0.66	0.67	7	4	45	0.28	3.51	3.79
Blacon East	13003-0016		7432.6	0.00	0.00	0.60	496	0.26	3.80	0.01	0.16	0.17	0	24	153	0.10	9.18	9.28
Bosley	13003-0017	2002.2	6568.9	0.00	0.00	0.78	497	0.28	9.5	0.01	0.22	0.23	0	13	122	0.28	11.11	11.37
Bosley	13003-0018	2003.0	6571.5	0.01	0.11	0.08	431	0.37	10.6	0.02	1.07	1.09	10	3	34	0.29	6	6.3
Bosley	13003-0019	2003.7	6573.8	0.01	0.03	0.21	493	0.38	7.7	0.02	0.94	0.96	3	5	40	0.21	10.03	10.24
Bosley	13003-0020	2004.0	6574.8	0.00	0.00	0.29	495	0.39	4.5	0.01	0.09	0.1	0	50	390	0.12	11.28	11.41
Bosley	13003-0021	2005.8	6580.7	0.02	0.04	0.31	447	0.51	7.5	0.03	0.72	0.75	5	15	68	0.21	9.9	10.11
Bosley	13003-0022	2006.4	6582.7	0.01	0.04	0.22	591	0.46	11.2	0.02	1.34	1.36	3	7	34	0.31	5.44	5.75
Brigg 1	13003-0023	1928.9	6328.4	0.08	0.37	0.18	443	0.44	2.90	0.05	0.52	0.57	65	7	77	0.08	0.01	0.09
Brigg 1	13003-0024	1930.0	6332.0	0.00	0.00	0.00	453	0.13	1.70	0.01	0.06	0.07	0	57	186	0.05	12.16	12.20

Aspectos evaluados de las muestras

Contenido de carbón orgánico

Los datos publicados sobre el contenido de carbón orgánico de la unidad Bowland-Hodder sugieren que las lutitas marinas Namurienses tienen generalmente altos valores de TOC (valor medio de 4,5 %) comparado con las lutitas no marinas, las cuales tienen un valor medio del 2,7 %. Es relevante mencionar que se registraron dos delgadas bandas de lutita marina Namuriense con valores de TOC comprendidos entre 10 % y 13 %, mientras que los valores dentro de los estratos intermedios tenían valores de TOC de entre 2 % y 3 %.

La mayor parte de las muestras provienen de la parte superior de la unidad Bowland-Hodder. Los valores de TOC se encuentran entre el 0,2 % y el 8 %, con la mayoría de muestras entre el 1 % y 3 % de TOC.

Para comparar con otros campos de *shale gas*, teniendo en cuenta que los valores de TOC de la parte inferior de la unidad Bowland-Hodder son considerablemente mayores que los de la parte superior, se ha tomado como referencia un valor medio de TOC de 5,8 % para el campo Bowland shale. Las respuestas a los log gamma en la parte superior de la unidad Bowland-Hodder indican intervalos significativos con un contenido de TOC mayor a 2 %.

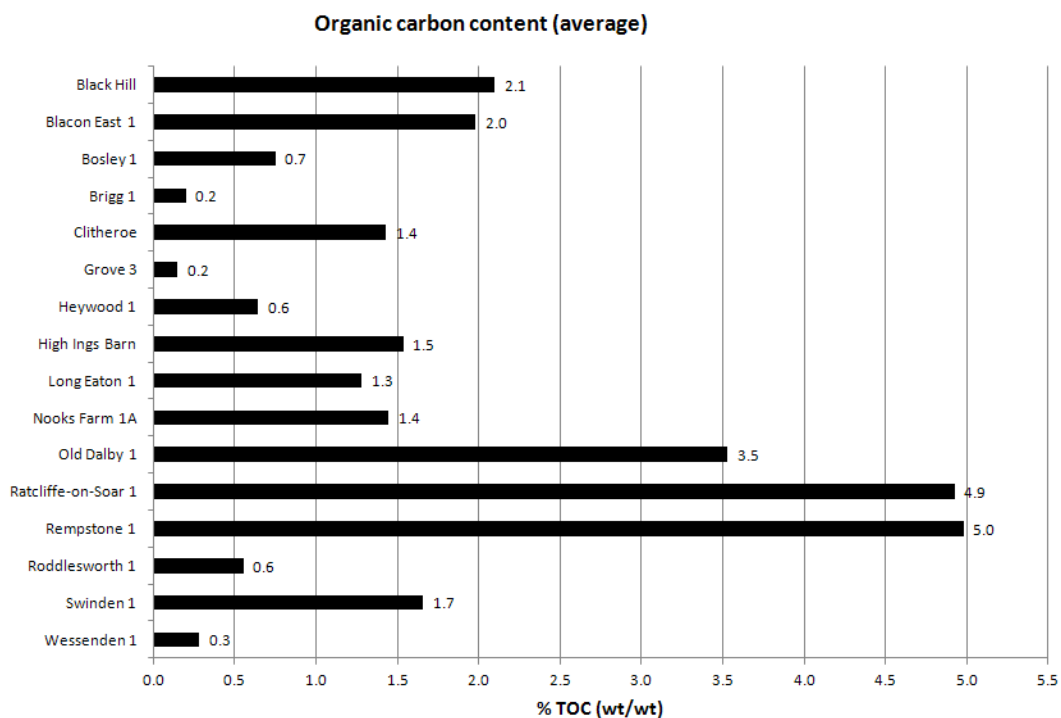


Figura 29: TOC medio de las muestras provenientes de los 16 pozos seleccionados.

A partir de los datos disponibles (Figura 29), se han observado valores de TOC de la unidad Bowland-Hodder (con valores medios de 1% y 3 % y máximos de 8 %) comparables a los valores de muchos de los campos de producción de *shale gas* en Norteamérica con características similares al Bowland-Hodder:

Tabla 7: valoración del potencial de las lutitas para generar hidrocarburos en función del TOC

Potencial de generación de hidrocarburos	TOC (% en peso) (lutitas o pizarras)
Pobre	0,0-0,5
Moderado	0,5-1,0
Bueno	1,0-2,0
Muy bueno	2,0-5,0
Excelente	>5,0

Como podemos observar en la Tabla 8, los valores de TOC del campo carbonífero Barnett Shale son muy similares, siendo incluso más alto el valor medio de TOC en la unidad Bowland-Hodder. Comparando la estimación de TOC medio con la Tabla 7 de valoración de TOC, podemos comprobar que las lutitas tienen el potencial de generación de hidrocarburos muy bueno - excelente.

Tabla 8: comparativa de los valores de TOC de los 10 principales campos de *shale gas* en Norteamérica. Fuente: EIA

Formation	Age	HI _o (mg/g)	TOC _{pd} Low (wt. %)	TOC _{pd} High (wt. %)	TOC _{pd} Average (wt. %)
Barnett	Early Carboniferous	434	0.02	9.94	3.74
Fayetteville	Early Carboniferous	404	0.71	7.13	3.77
Woodford	Devonian	503	0.26	11.27	5.34
Bossier	Late Jurassic	419	0.46	4.11	1.64
Haynesville	Late Jurassic	722	0.23	6.69	3.01
Marcellus	Devonian	507	0.41	9.58	4.67
Muskwa	Devonian	532	0.01	5.97	2.16
Montney	Triassic	354	0.01	4.78	1.95
Utica	Ordovician	379	0.19	3.06	1.33
Eagle Ford	Late Cretaceous	411	0.58	5.6	2.76

Tipo de Kerógeno

En la materia orgánica existen cuatro categorías básicas de kerógeno reconocidas. Tanto el Tipo I como el Tipo II tienen el potencial para generar petróleo y gas. El Tipo III genera principalmente gas y una cantidad muy pequeña de petróleo, mientras que el Tipo IV no tiene apenas potencial para generar hidrocarburos.

El tipo de kerógeno presente nos indica el ambiente en el que se depositó el intervalo:

- Tipo I: ambiente marino o lacustre
- Tipo II: exclusivamente ambientes marinos
- Tipo III: ambiente continental, en deltas o en ríos.
- Tipo IV: ambiente continental

Durante la maduración inicial, las rocas madre de Tipo II generan principalmente petróleo y una cantidad limitada de gas. A medida que avanza la maduración con temperaturas más altas, el craqueo producido en las rocas madre hace que el petróleo madure transformándose en gas. La materia orgánica de Tipo III se compone principalmente de vitrinita, y es típicamente material leñoso encontrado en rocas continentales depositadas en ríos y deltas. Por último, el kerógeno de Tipo IV contiene inertinita, materia vegetal y carbón degradados y altamente oxidados por la naturaleza.

Un número significativo (aunque una minoría) de muestras están representadas en el diagrama de Van Krevelen en la rama de Kerógeno de Tipo II, lo que concuerda con el ambiente marino profundo y hemipelágico de la unidad Bowland-Hodder. Una

explicación del porqué de la representación de muchas muestras en la rama de Tipo III es su alteración geoquímica durante la maduración.

En la Figura 30 se puede apreciar la gran semejanza existente en el contenido de carbón orgánico entre Barnett Shale y Bowland-Hodder unit.

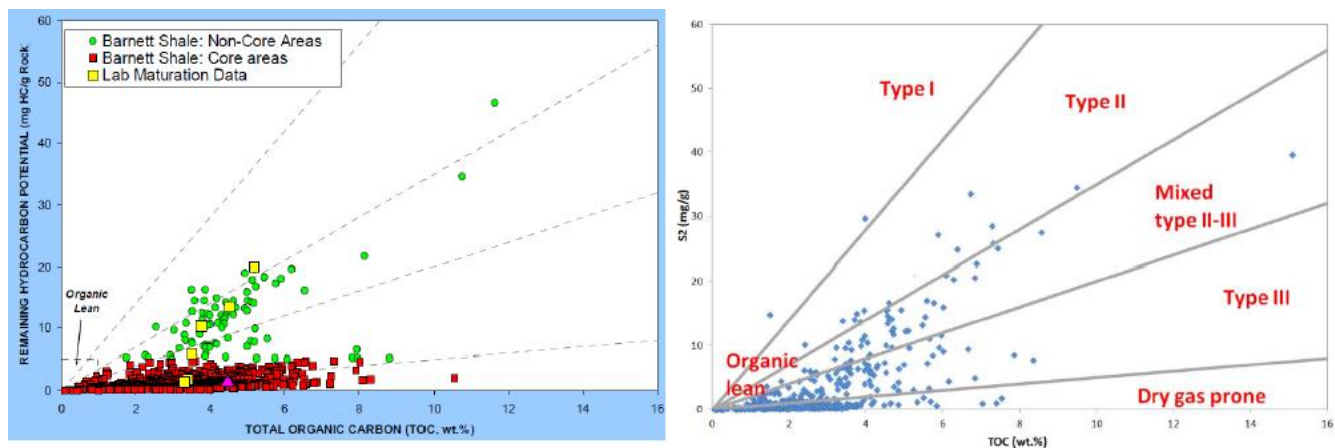


Figura 30: Comparativa del diagrama de Van Krevelen Barnett Shale -Bowland-Hodder

T_{max} (medida en grados centígrados)

La T_{max} es la equivalente a la reflectancia vitrinita (R_0) en la evaluación de la roca, e indica de forma similar la madurez de la muestra. La conversión de T_{max} a reflectancia vitrinita viene dado por la formula siguiente:

$$R_0 \% = 0,018 \cdot T_{max} - 7,16$$

La T_{max} es más imprecisa a altas madureces. Las muestras de la unidad Bowland-Hodder son muy similares a los del campo Barnett Shale en Norteamérica. La T_{max} medida en las secciones de test en el pozo Presse Hall-1 varía entre la parte superior de la ventana de generación de petróleo ($T_{max} \approx 450$ °C, a 1525 m de profundidad) y el gas húmedo en la parte inferior del Bowland Shale ($T_{max} > 470$ °C).

Madurez térmica

La generación térmica de petróleo y gas a partir de materia orgánica generalmente tiene lugar a temperaturas entre los 50 °C y los 225 °C. A temperaturas inferiores, la materia orgánica es inmadura y no puede generarse térmicamente petróleo o gas a partir de la roca madre. A temperaturas muy altas la materia orgánica madura en exceso, por lo que

todo el posible petróleo y gas habrá sido generado. El tiempo de la generación depende del tipo de kerógeno y la composición exacta de la materia orgánica.

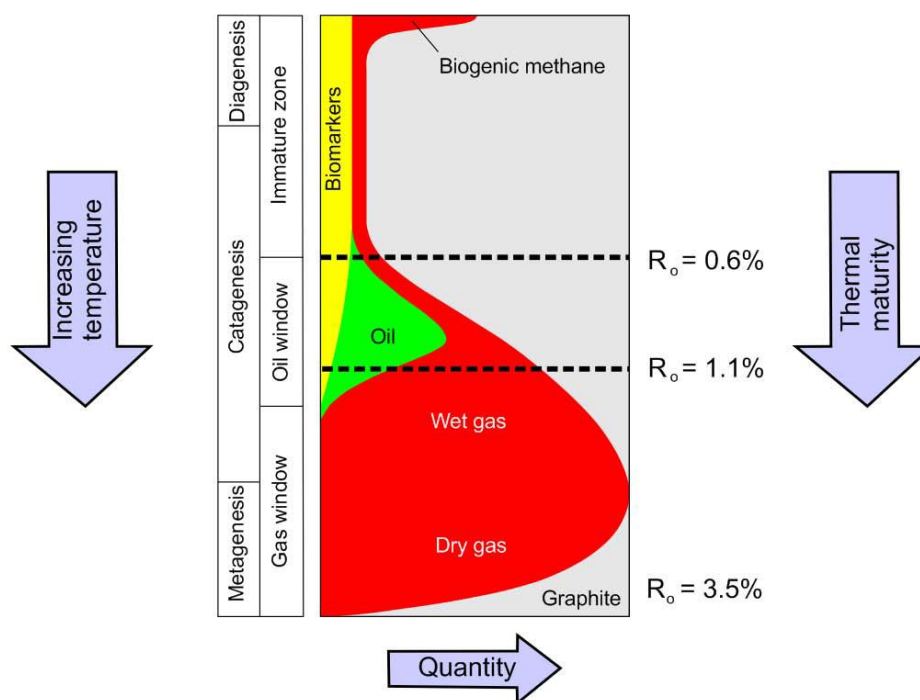


Figura 31: Relación entre la temperatura, reflectancia vitrinita del material orgánico y las ventanas de generación de hidrocarburos.

La reflectancia vitrinita (R_0) y las medidas de temperatura de liberación máxima de los hidrocarburos (T_{max}) en los afloramientos y pozos perforados proporcionan una amplia aproximación para determinar la madurez térmica y el intervalo de generación de hidrocarburos.

Analizando todos los datos de madurez disponibles de la unidad Bowland-Hodder en el área de estudio, se puede deducir que puede alcanzarse una $R_0=1,1\%$ entre los afloramientos y profundidades de 2900 m, lo que equivale a la parte superior de la ventana de generación de gas (Figura 31).

La curva de la Figura 32 muestra la línea base más adecuada. Los puntos representados por debajo de dicha línea están más afectados por los levantamientos. En ausencia de datos acerca del levantamiento, los datos disponibles en la figura 32 han sido empleados para fijar una línea base con el mínimo levantamiento para obtener una aproximación lo más adecuada posible del levantamiento en los lugares donde se encuentran los pozos.

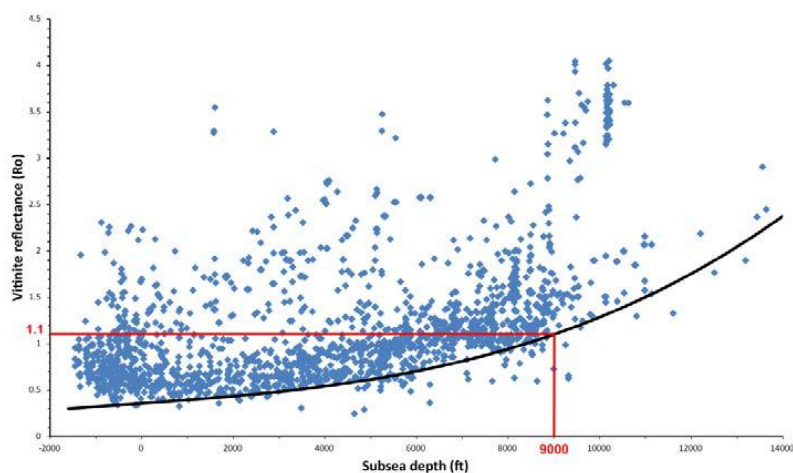


Figura 32: Representación de todos los datos de reflectancia vitrinita disponibles

Para determinar la profundidad mínima correspondiente a la parte superior de la ventana de generación de gas se llevó a cabo una modelización térmica que cubría los pozos perforados en las cuencas del área estudiada. En general, los modelos obtenidos concuerdan con los datos de pozo y son geológicamente razonables.

A partir de la modelación representaremos en el mapa (Figura 33) las profundidades estimadas de la parte superior de la ventana de generación de gas ($R_0=1,1\%$) en el área de estudio.

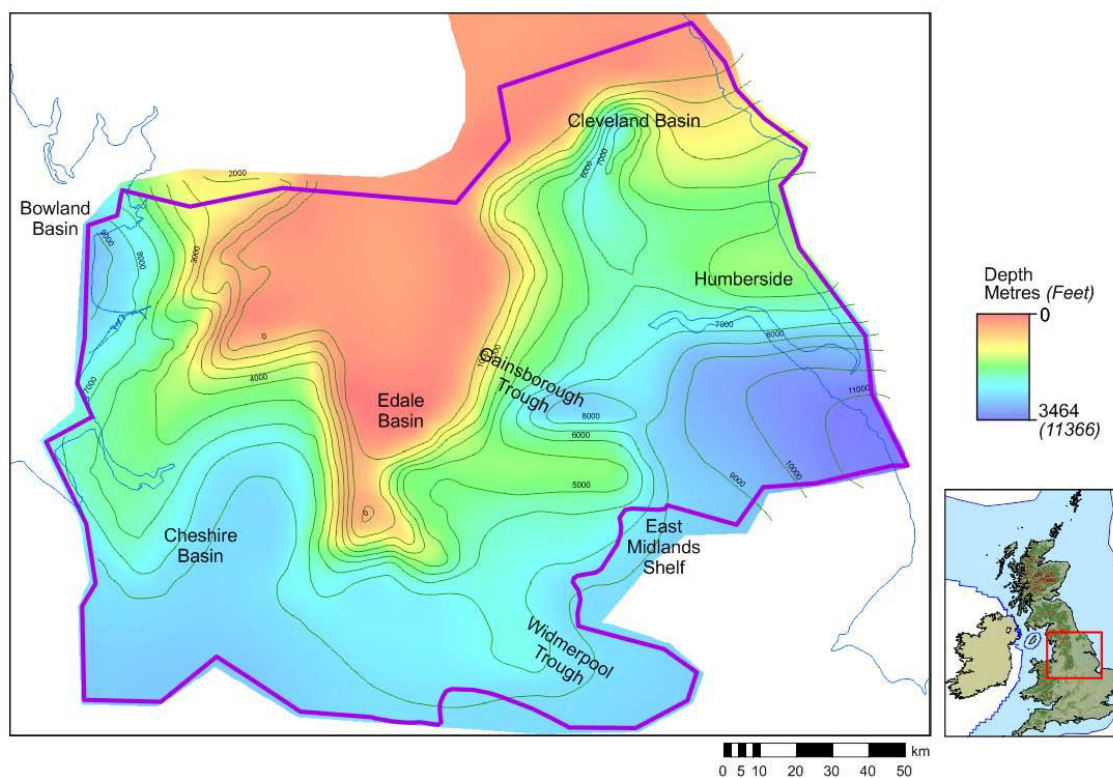


Figura 33: Estimación de la profundidad de la parte superior de la ventana de generación de gas en el área de estudio.

Cálculo del volumen de shale gas maduro

En la Figura 34 se muestra el proceso de trabajo empleado para estimar los recursos de gas en la formación. Existe una gran incertidumbre en lo referente al volumen de lutita madura, y todavía mayor en lo referente al volumen de gas libre y adsorbido empleado para el cálculo del volumen total de gas en la formación.



Figura 34: Datos introducidos en el modelo para determinar el volumen de gas en formación

El cálculo del volumen neto de *shale gas* maduro en el área de estudio se ha basado en los siguientes criterios:

Identificación de unidades de *shale gas* potencialmente prospectivas a partir de información de pozos:

- Representando en el mapa la base y la cumbre de las unidades para introducirlo en el modelo 3D.
- Representando en el mapa la proporción de lutita de la unidad representada sísmicamente.
- Profundidad mínima de 1500 m (5000 ft) bajo la superficie terrestre
- Reflectancia mínima $R_0 > 1,1\%$ y máxima $R_0 < 3,5\%$

Los volúmenes de lutita en las partes superior e inferior de la unidad Bowland-Hodder fueron calculadas mediante la siguiente fórmula:

Volumen neto lutita (m³)= volumen de roca bruto* (m³) · proporción de lutita

*por debajo de la profundidad a la cual $R_0=1,1\%$ o 1500 m, la que sea más profunda.

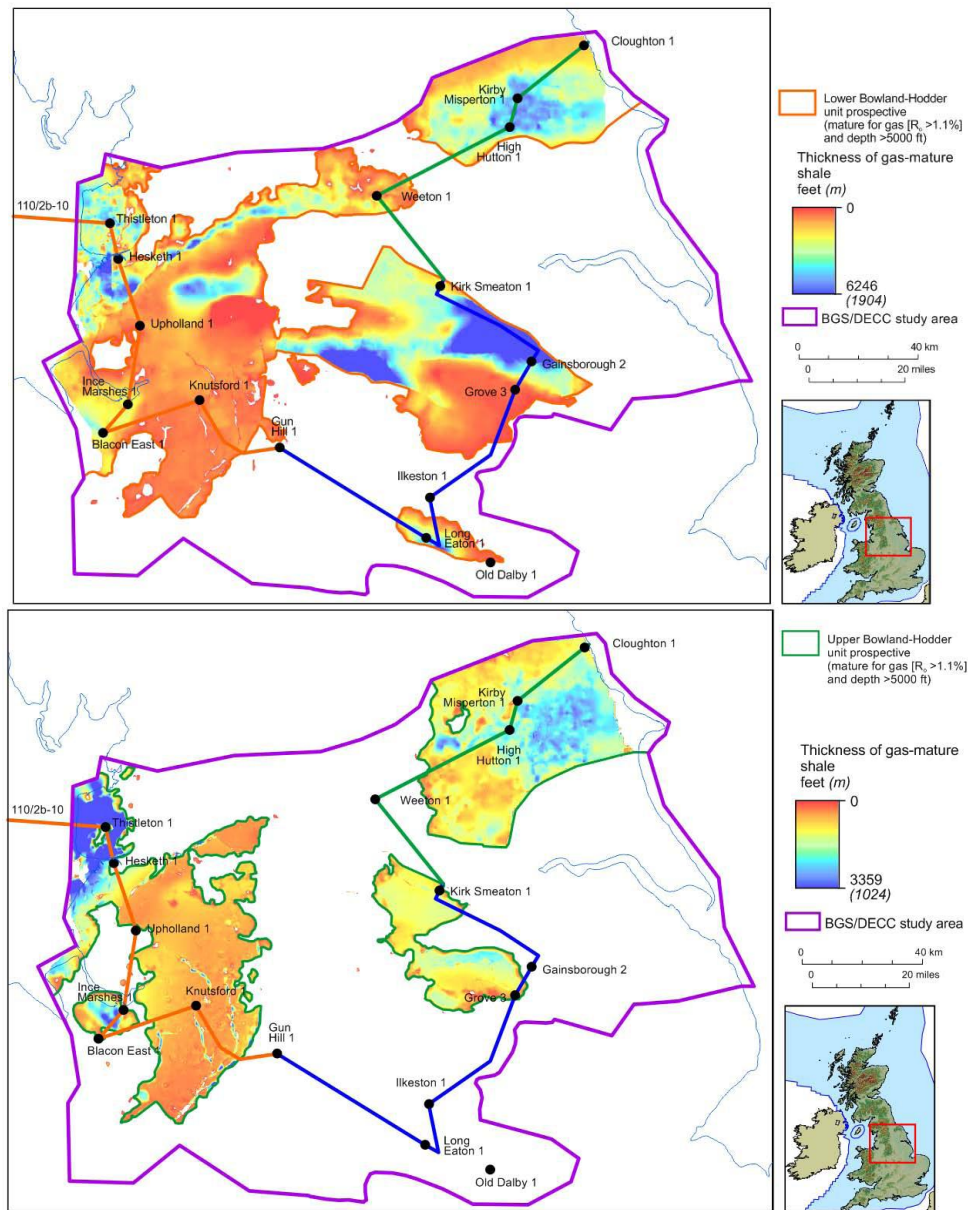


Figura 35: Espesor de shale gas maduro de las unidades superior e inferior

La madurez térmica superficial se integró junto con el mapa de profundidad y de distribución de la proporción de lutita para calcular el volumen de lutita en la unidad Bowland-Hodder que se encontrase dentro de la ventana de generación de gas (Figura 35). Las áreas en las que las lutitas se encuentran a profundidades menores a 1500 m (5000 ft) fueron excluidas del volumen potencialmente prospectivo. La experiencia Norteamericana ha mostrado que la producción a poca profundidad no es económica debido a la inadecuada presión de formación.

El espesor representado en la Figura 35 es aquel que se encuentra dentro de la ventana de generación de gas y a profundidades mayores de 1500 m. Como podemos observar en los mapas de la figura, el espesor de *shale gas* maduro demostrado tiene un mayor grosor en la parte inferior de la unidad Bowland-Hodder que en la parte superior.

La sección representada en la Figura 36 muestra las secciones transversales geológicas que indican los lugares donde deben considerarse recursos potenciales de *shale gas* en la unidad Bowland-Hodder.

Los mapas resultantes y secciones transversales muestran la extensión de los campos superior e inferior de *shale gas* junto con la estimación del espesor de lutita madura. Existen evidencias que indican la existencia de un volumen significativo de lutita madura en las cuencas de Bowland, Cleveland, Edale y Balcon. Las lutitas en Widmerpool Trough y Nottingham Shelf no son maduras para la formación de gas, pero contienen un volumen significativo de lutita dentro de la ventana de generación de petróleo, donde los condensados deben ser prospectivos.

Mientras los condensados asociados al *shale gas* están muy buscados en Norteamérica, la recuperación de estos es menor que la del gas, por lo que con el elevado precio del gas en Europa se anticipa que el *shale gas* será mucho más viable comercialmente que la producción de licuados. Sin embargo, deben analizarse económicamente ambos campos una vez estén disponibles los resultados de los pozos.

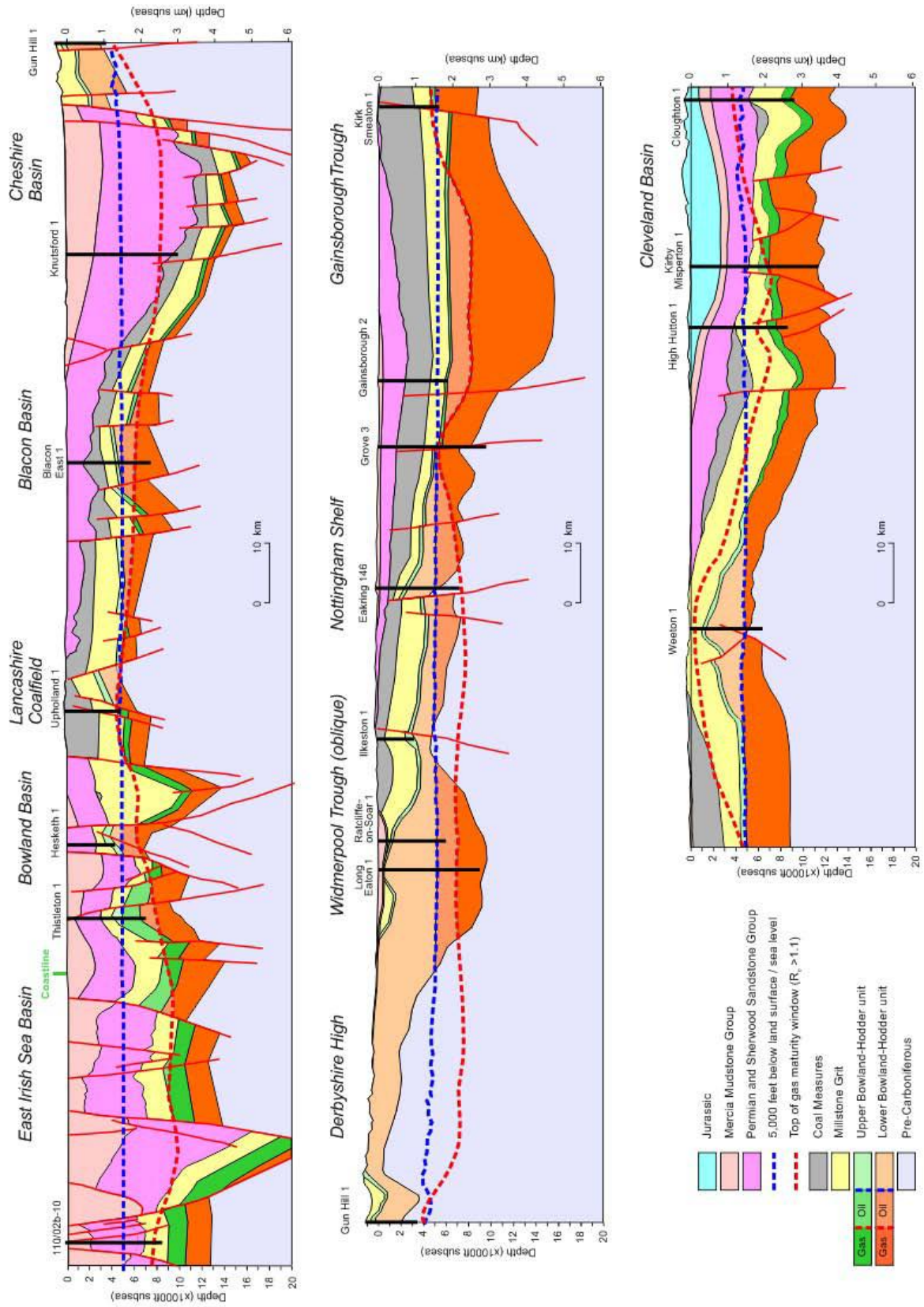


Figura 36: Correlación de cuencas a partir de prospecciones y pozos realizados

En el mapa de la Figura 37 se muestra cómo gran parte de la superficie potencialmente prospectiva de shale gas se encuentra en zonas con licencias ya otorgadas, por lo que la perforación y evaluación de shale gas no debe esperar a una otorgación de nuevas licencias para su desarrollo.

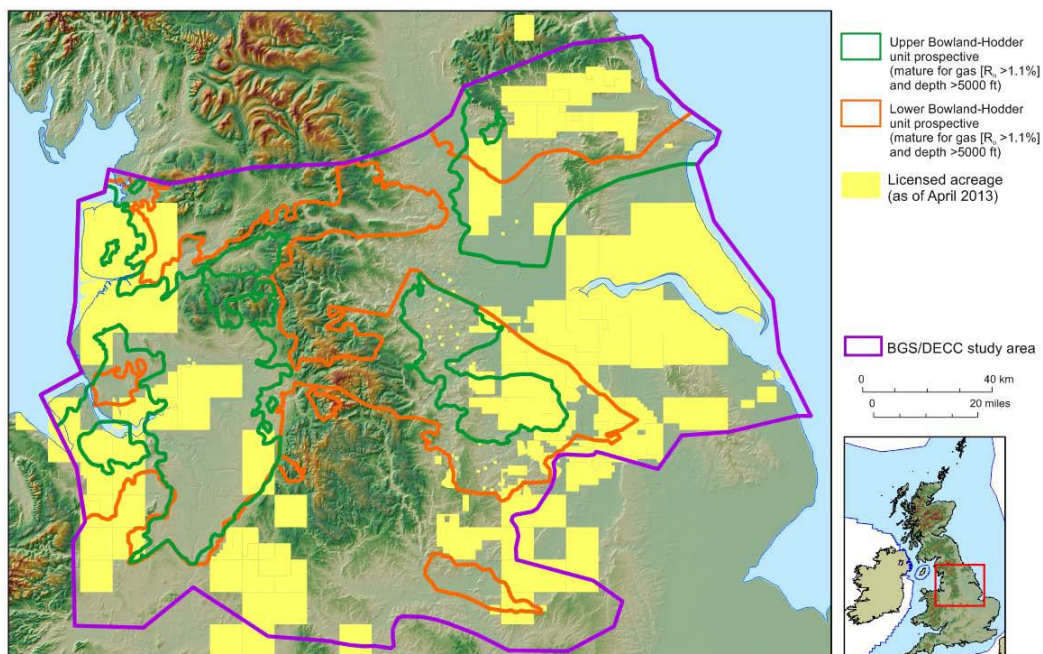


Figura 37: Áreas potencialmente prospectivas en las partes superior e inferior de la unidad Bowland-Hodder, junto con las áreas con licencias otorgadas.

Algunas de las áreas más prospectivas están en zonas medioambientalmente sensibles o próximas a centros urbanos. La exploración y el desarrollo potencial de recursos progresarán más despacio en estas zonas para analizar profundamente los impactos adversos que puedan provocar, así como para obtener los permisos de acceso a la superficie. Sin embargo, es preciso mencionar que el desarrollo del *shale gas* en Barnett Shale, donde existe una alta densidad de población en la cuenca Dallas-Fort –Worth, demuestra que no es imposible.

5.9 Estimación de recursos

El objetivo de este estudio es estimar el volumen total de gas en la formación de las partes superior e inferior de la unidad Bowland-Hodder con los rangos P10-P50-P90⁵.

En esta estimación de recursos, se aplicará la simulación Monte Carlo introduciendo los parámetros adecuados, alguno se los cuales provienen de metodologías basadas en la geología descritas anteriormente, y otras basadas en información pública de campos análogos.

El contenido total de *shale gas* lo forman dos componentes principales:

- Gas libre: el gas contenido en los poros; El volumen de gas libre depende mucho de la presión, la cual está muy relacionada con la profundidad.
- Gas adsorbido: el gas adsorbido en la materia orgánica de la lutita. La cantidad de gas adsorbido depende de la cantidad, tipo y distribución de materia orgánica dentro de la lutita, y no es muy dependiente de la presión.

En Estados Unidos, el ratio gas adsorbido-gas libre varía desde 60:40 a 10:90.

Ecuaciones

El **gas libre** en condiciones estándares se calcula mediante la ecuación:

$$GIIP_f = A \cdot h \cdot \phi \cdot B_g$$

El **gas adsorbido** se calcula mediante la ecuación:

$$GIIP_a = A \cdot h \cdot \rho \cdot G$$

Donde: A=área

h= espesor

ϕ = porosidad llena de gas

B_g = factor de expansión de gas (dependiente de la profundidad)

⁵ P10, P50 Y P90 corresponden al 10%, 50% y 90% de probabilidad estén presentes más recursos de los fijados. En el caso de P10, existe un 10% de probabilidad de que el resultado alcanzado sea mayor, o un 90% de probabilidad de que el resultado será menor.

ρ = densidad de la roca

G= contenido de gas adsorbido en la lutita (Vol. gas/peso lutita)

Cuando están disponibles análisis de muestras de testigos, calcularemos G mediante la ecuación de Langmuir:

$$G_c = \frac{G_L \cdot P}{P_L + P}$$

Donde:

P= presión original del reservorio

G_L = volumen de Langmuir (volumen de gas adsorbido a presión infinita)

P_L = presión de Langmuir (presión donde la mitad del gas a presión infinita ha sido desorbida)

Por lo tanto, el contenido total de gas en condiciones estándares será:

$$GIIP = GIIP_f + GIIP_a$$

Valores utilizados

Gas libre:

Los factores de control para el gas libre son: área, espesor, porosidad llena de gas y profundidad (y sobrepresión en el caso de que exista). Estos factores han sido estimados en el estudio o han sido designados análogamente a otros campos similares.

En vez de introducir parámetros para el área y el espesor de forma separada, se ha empleado una figura para el volumen de lutita neta. Este volumen corresponde al volumen de lutita con TOC>2 %, el cual se considera maduro para la generación de gas ($R_0 > 1,1$). Se han empleado márgenes de error de ± 15 % para tener en cuenta las incertidumbres de los mapas sísmicos elaborados.

Información específica acerca de la porosidad llena de gas de las lutitas de Reino Unido no está disponible. Estos valores se encuentran en el rango del 1 % y 5 % en las lutitas de Estados Unidos. Para nuestro caso, utilizaremos una porosidad media del 3 % con y valores de corte en 0.5 % y 10 %.

El factor de expansión del gas (B_g) convierte el volumen de gas libre bajo condiciones de reservorio en un volumen bajo condiciones atmosféricas mediante la fórmula:

$$B_g = \text{profundidad}(m) / 10,7$$

Se desconoce si las lutitas de Reino Unido están sometidas a sobrepresiones, por lo que se asume una presión hidrostática. Cualquier sobrepresión incrementaría la cantidad de gas libre almacenado en los poros. En Estados Unidos, es común encontrar lutitas con sobrepresiones.

Gas adsorbido:

Los factores de control son: área, espesor, densidad de lutita y contenido de gas adsorbido en la lutita bituminosa.

Los volúmenes de Langmuir pueden obtenerse experimentalmente a partir de muestras de testigos, pero todavía ninguno se ha hecho público. En la Tabla 9 se muestran algunos valores publicados de contenido de gas adsorbido en las lutitas norteamericanas son:

Tabla 9: Representación de los valores principales de TOC, porosidad, gas adsorbido y contenido de gas de algunos campos norteamericanos. Fuente: BSG

Source	Basin/area	Gas-filled porosity (%)	Total gas content (scf/ton)	Adsorbed gas (%)	Adsorbed gas content (scf/ton)	Adsorbed gas content (m ³ /ton)
Curtis (2002)	Antrim	4	40 - 100	70	28 - 70	0.8 - 2.0
Curtis (2002)	Ohio	2	60 - 100	50	30 - 50	0.8 - 1.4
Curtis (2002)	New Albany	5	40 - 80	40 - 60	16 - 32	0.5 - 0.9
Curtis (2002)	Barnett	2.5	300 - 350	20	60 - 70	1.7 - 2.0
Curtis (2002)	Lewis	1 - 3.5	15 - 45	60 - 85	9 - 27	0.3 - 0.8
Jarvie (2012)	Marcellus	4	60 - 150	45	27 - 67.5	0.8 - 1.9
Jarvie (2012)	Haynesville	6	100 - 330	25	25 - 82.5	0.7 - 2.3
Jarvie (2012)	Bossier	4	50 - 150	55	27.5 - 82.5	0.8 - 2.3
Jarvie (2012)	Barnett	5	300 - 350	55	165 - 192.5	4.7 - 5.5
Jarvie (2012)	Fayetteville	4.5	60 - 220	50 - 70	30 - 110	0.8 - 3.1
Jarvie (2012)	Muskwa	4	90 - 110	20	18 - 22	0.5 - 0.6
Jarvie (2012)	Woodford	3	200 - 300	60	120 - 180	3.4 - 5.1
Jarvie (2012)	Eagle Ford	4.5	200 - 220	25	50 - 55	1.4 - 1.6
Jarvie (2012)	Utica	2.9	70	60	42	1.2
Jarvie (2012)	Montney	3.5	300	10	30	0.8

Para la modelación que se va a realizar, se han tomado rangos conservativos de contenidos de gas adsorbido de 0,5 m³/ton a 2 m³/ton (18 scf/ton a 71 scf/ton, siendo scf = *standard cubic feet*). Existe una gran relación entre el contenido de gas y los

valores de TOC. Las densidades de lutita publicadas están en el rango de $2,4 \text{ g/cm}^3$ y $2,8 \text{ g/cm}^3$. Este estudio ha utilizado un rango comprendido entre $2,55 \text{ g/cm}^3$ y $2,6 \text{ g/cm}^3$, y entre $2,6 \text{ g/cm}^3$ y $2,65 \text{ g/cm}^3$, datos muy apoyados por los resultados de log geofísicos realizados en los pozos del área de estudio.

Parámetros introducidos en la simulación Monte Carlo

Para el gas libre en la formación (GIIP_f):

	Volumen neto de lutita (m3)			Profundidad (m)			Porosidad llena de gas (%)		
	de corte	Media	de corte	min	media	máx	de corte	media	de corte
Unidad superior	7,9 E11	9,31 E11	1,15 E12	1800	2100	2400	0,5	3	10
Unidad inferior	2,9 E12	3,45 E12	3,97 E12	2100	2400	2700	0,5	3	10

Para el gas adsorbido en la formación (GIIP_a):

	Volumen neto de lutita (m3)			Densidad (g/cm3)			Contenido de gas abs (m3/t)	
	de corte	media	de corte	Min	media	máx	min	máx
Unidad superior	7,9 E11	9,31 E11	1,15 E12	2,55	2,6	2,65	0,5	2
Unidad inferior	2,9 E12	3,45 E12	3,97 E12	2,55	2,6	2,65	0,5	2

Resultados de la simulación Monte Carlo

Sist. Métrico:	Contenido total de gas (m3/m3)			Estimación total de gas (tcm)		
	bajo (P90)	central (P50)	alto (P10)	bajo (P90)	central (P50)	alto (P10)
Unidad superior	3,9	7,9	14,8	4,6	7,5	12,7
Unidad inferior	4,2	8,7	16,3	18,6	30,2	51,9

Sist. Imperial:	Contenido total de gas (bcf/mile ² ·m)			Estimación total de gas (tcf)		
	bajo (P90)	central (P50)	alto (P10)	bajo (P90)	central (P50)	alto (P10)
Unidad superior	0,36	0,73	1,35	164	264	447
Unidad inferior	0,39	0,79	1,49	658	1065	1834
Total	0,75	1,52	2,84	822	1329	2281

A continuación, en la Figura 38, se muestra la distribución probabilística de la curva representando el resultado del análisis Monte Carlo para la estimación de recursos de *shale gas* en la formación, en las unidades Superior e inferior de la unidad Bowland-Hodder:

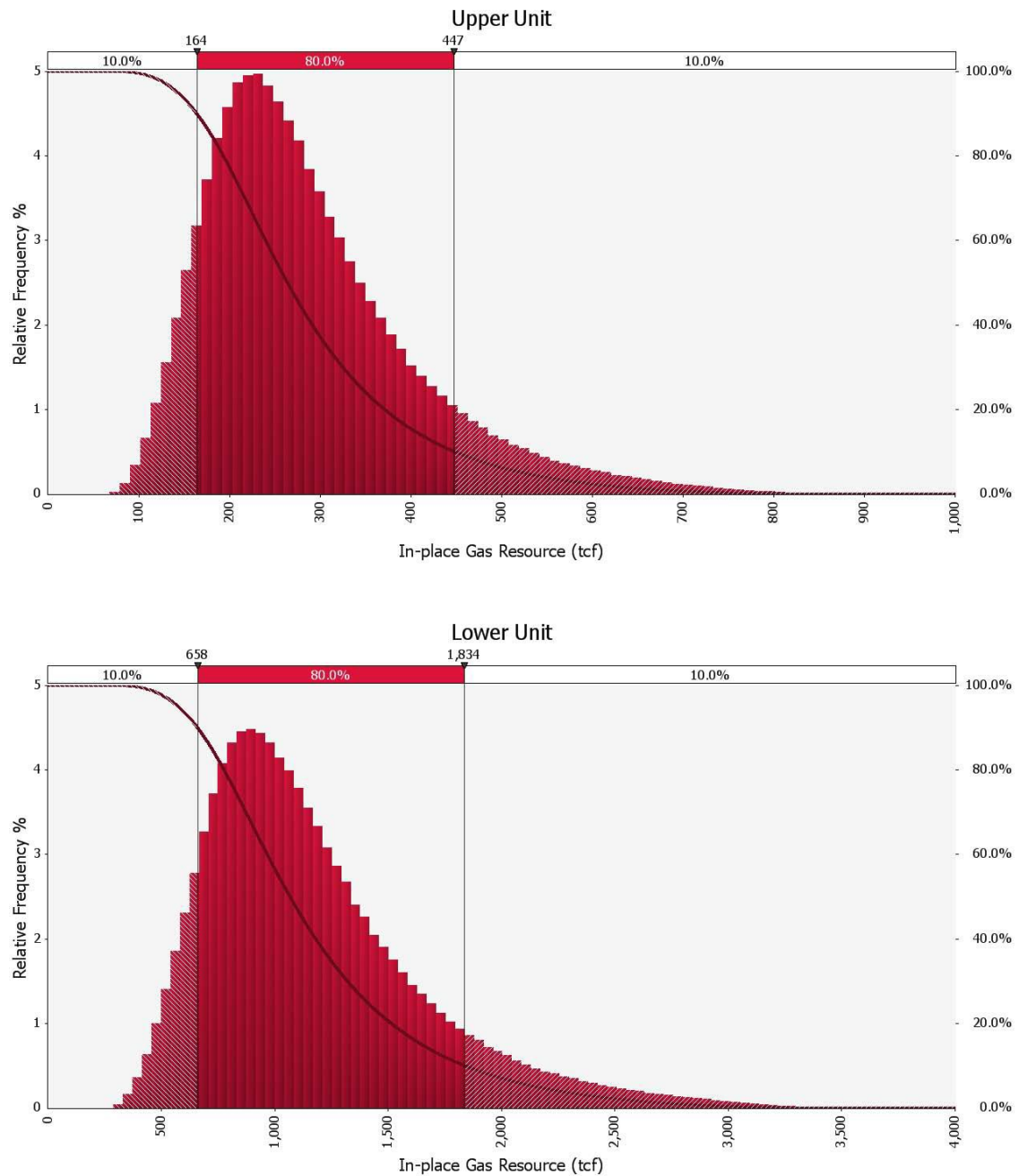


Figura 38: Simulación Montecarlo de los recursos de gas de lutita en la formación Bowland-Hodder

Sensibilidad de las principales variables empleadas

Tabla 10: Principales variables para determinar el volumen de gas en formación

Variable	Incertidumbre
Volumen bruto de roca / modelo geológico 3D	Los datos sísmicos 2D interpretados en el área de estudio tienen diferentes calidades, y son generalmente pobres-moderados. Se ha utilizado una desviación estándar de varianza en el volumen bruto de roca.
Definición de la lutita prospectiva	La lutita prospectiva neta empleada en el estudio es optimista; incluye gran variedad de lutitas y no únicamente aquellas con las más altas respuestas de log gamma (y por tanto los más altos TOC). Esto se debe al hecho de que las lutitas más adecuadas para las técnicas habituales de extracción no son necesariamente aquellas con los valores de TOC más elevados.
Definición de madurez de gas	El uso de R_0 mayor a 1,1 % como el límite superior de la ventana de generación de gas es posiblemente optimista.
Profundidad superficial de corte	El uso de 1500 m (5000 ft) está basado en criterios de evaluación a nivel global del servicio de geología de los Estados Unidos. Si este fuera más profundo, reduciría la estimación de volumen de gas.
Porosidad llena de gas en la lutita bituminosa	El uso de un valor medio del 3 % es una estimación conservativa. Podría ser mayor, lo que incrementaría el volumen estimado de gas.
Presión de reservorio	Se asume de forma conservativa que las lutitas están a presión hidrostática. Cualquier sobrepresión incrementaría el volumen estimado de gas.
Contenido de gas adsorbido	El uso del rango de 0,5 m ³ /ton a 2 m ³ /ton es menor que el presente en muchos campos análogos en los Estados Unidos. Cualquier incremento en el rango de valores incrementaría el volumen estimado de gas.
Densidad volumétrica	La densidad media fijada de 2,6 g/cm ³ es una estimación sensata. Si la densidad fuese mayor, esto incrementaría el volumen de gas estimado.

En la Figura 39 se muestra el diagrama Tornado resultante del análisis Monte Carlo, donde se representa la estimación de los recursos de *shale gas* en formación tanto en la parte superior como en la inferior de la unidad Bowland-Hodder.

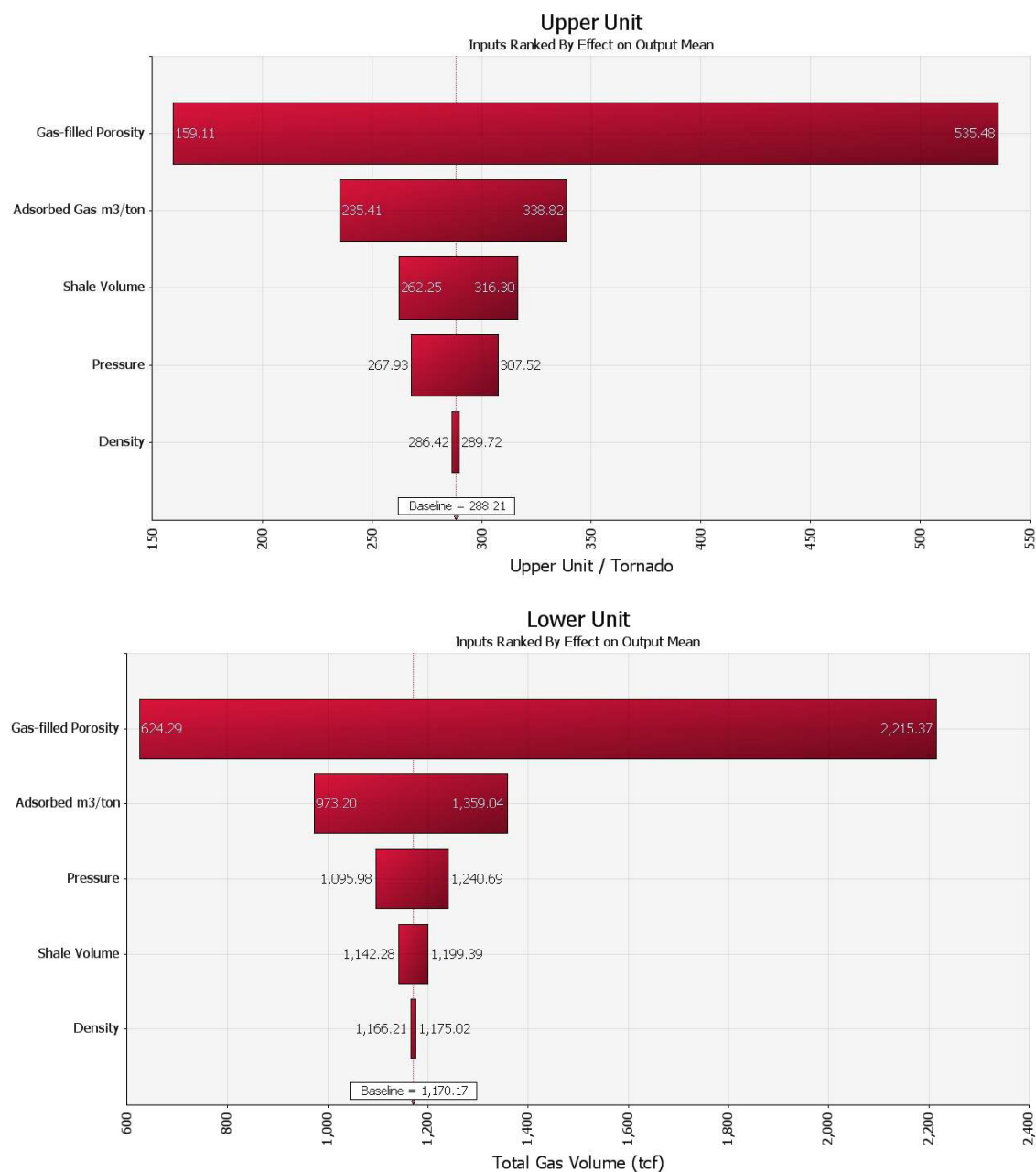


Figura 39: Estimación de gas en formación

Por lo tanto, el estudio estima que los recursos de *shale gas* en formación de las lutitas de la unidad Bowland-Hodder es de 822 tcf – 1329 tcf - 2281 tcf (23,3 tcm – 37,6 tcm – 64,6 tcm, correspondiéndose respectivamente con los tres escenarios probabilísticos P90 – P50 – P10 ordenados de menor a mayor grado de optimismo).

Tomando como referencia el escenario central, con 1329 tcf (3,76 tcm) de *shale gas* en formación, y fijando un factor de recuperación realista de entre el 10 % y el 20 %, los recursos técnicamente recuperables de gas natural en la unidad Bowland-Hodder se estimarían entre 133 tcf y 266 tcf (3,76 tcm y 7,52 tcm), equivalentes al consumo de gas natural en Reino Unido durante 40 años y 80 años.

6. POTENCIAL DEL *SHALE GAS* EN REINO UNIDO

El gobierno está decidido a garantizar que los acuerdos fiscales y regulatorios faciliten las inversiones en exploración y en producción en caso de resultados exitosos. En marzo de 2013 lanzó un nuevo cuerpo denominado Oficina de Petróleo y Gas no convencional (OUGO) con el objetivo de promover la explotación segura, responsable y respetuosa con el medio ambiente de las reservas no convencionales de petróleo y gas.

Este cuerpo no es regulatorio, pero juega un papel clave en la coordinación de actividades del *shale gas* a lo largo del gobierno. Desde el establecimiento de esta entidad se han dado pasos muy importantes:

- El Departamento para Comunidades y Gobiernos Locales (DCLG) ha publicado una guía de planificación que aclara la interacción del proceso de planificación con los regímenes de consentimiento medioambiental y de seguridad.
- La Tesorería está consultando medidas fiscales para incentivar la exploración y desarrollo, reconociendo los elevados costes iniciales asociados a los proyectos de *shale gas*.
- La Agencia Medioambiental (*Environmental Agency*) ha anunciado acciones para agilizar y simplificar la regulación en las actividades exploratorias manteniendo la protección medioambiental.

La oficina también ha trabajado con la industria para asegurar que las comunidades se beneficien del desarrollo del *shale gas* en sus áreas, y está desarrollando planes para la participación pública en un debate informativo sobre el *shale gas*.

6.1. Contexto

Reino unido se enfrenta a dos problemas particularmente relevantes al *shale gas*: problema energético y de impuestos.

Marco energético

De acuerdo a las previsiones del DECC (*Department of Energy & Climate Change, UK*) mostradas en la Figura 40 y teniendo en cuenta los objetivos de la Unión Europea de reducción de emisiones, está previsto que la demanda total de gas natural (utilizada en la industria, en la generación de electricidad, y en los hogares) se mantenga en los

niveles actuales durante las próximas dos décadas. Caerá desde 3055 bcf en 2011 a 2621 bcf en 2020, creciendo posteriormente a 3049 bcf en 2030.

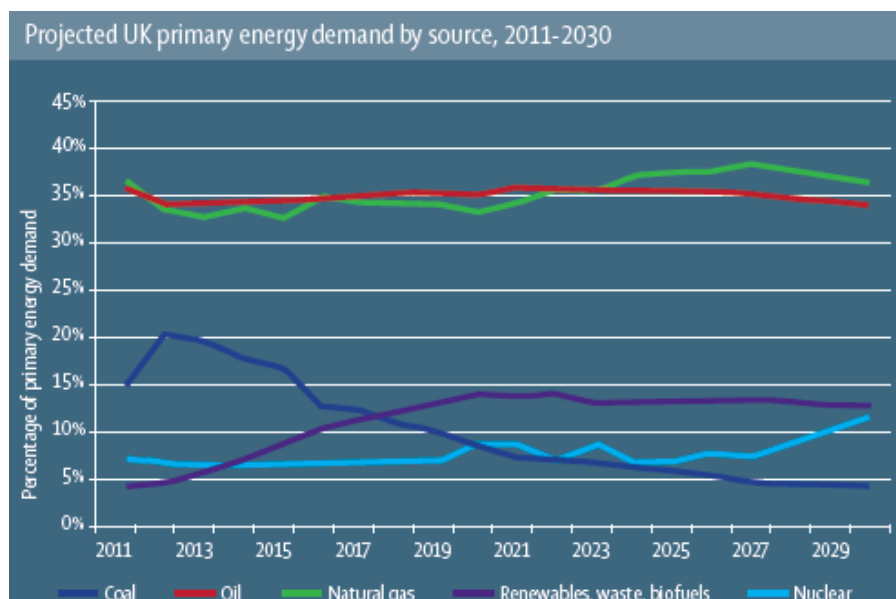


Figura 40: Demanda de energías primarias en Reino Unido (2011-2030)

Esto implica que las importaciones de gas crezcan drásticamente (Figura 4). En el año 2000, Reino Unido exportaba una cantidad de gas equivalente al 14 % de su demanda. En 2011, las importaciones netas de gas han crecido al 45 % de la demanda de gas, y se espera que estas importaciones alcancen el 76 % de la demanda en 2030. Además del gran aumento total de la demanda de gas natural en Reino Unido desde el año 2000, este crecimiento de las importaciones de gas también se deben a un gran descenso en los niveles de producción: la producción de gas en 2011 ha caído en un 60 % respecto a los niveles de producción del año 2000, y se espera que siga cayendo en los próximos años.

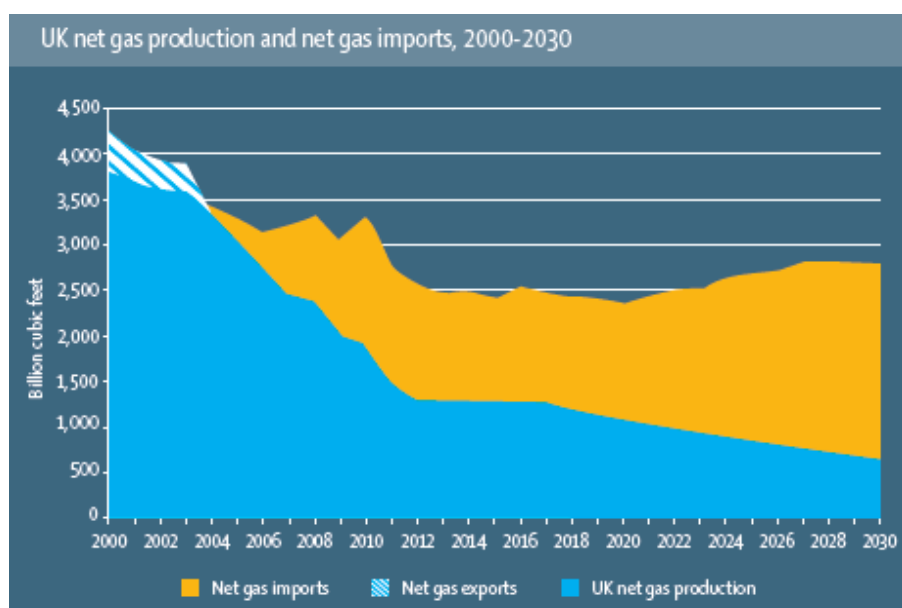


Figura 41: Balance importaciones y exportaciones de gas en Reino Unido

Esto representa unas facturas en importaciones enormes. Si multiplicamos las importaciones netas de gas por las proyecciones del precio de mercado realizadas por el DECC, obtenemos un coste de las importaciones de 72 000 M£ en 2011, y del doble, 15 600 M£, en 2030 (a precios de 2012). Estas importaciones provienen principalmente de Noruega y Qatar.

A pesar de estas estimaciones, las últimas inversiones y las previsiones de producción de *Oil & Gas UK* dan razones para ser menos pesimistas respecto a las prospecciones del Mar del Norte. La producción *offshore* caerá con el tiempo, pero a un ritmo menor que el estimado por el DECC.

Entorno económico

La declinación de la producción de petróleo y gas en el Mar del Norte, combinado con la mayor eficiencia de los motores de los vehículos y la aparición de vehículos híbridos y eléctricos está provocando una gran disminución en los ingresos obtenidos por impuestos (Figura 42). La oficina de impuestos estima que en las próximas dos décadas se alcance un vacío en los impuestos del 1,25 % del PIB debido a los menores ingresos provenientes del combustible del Mar del Norte.

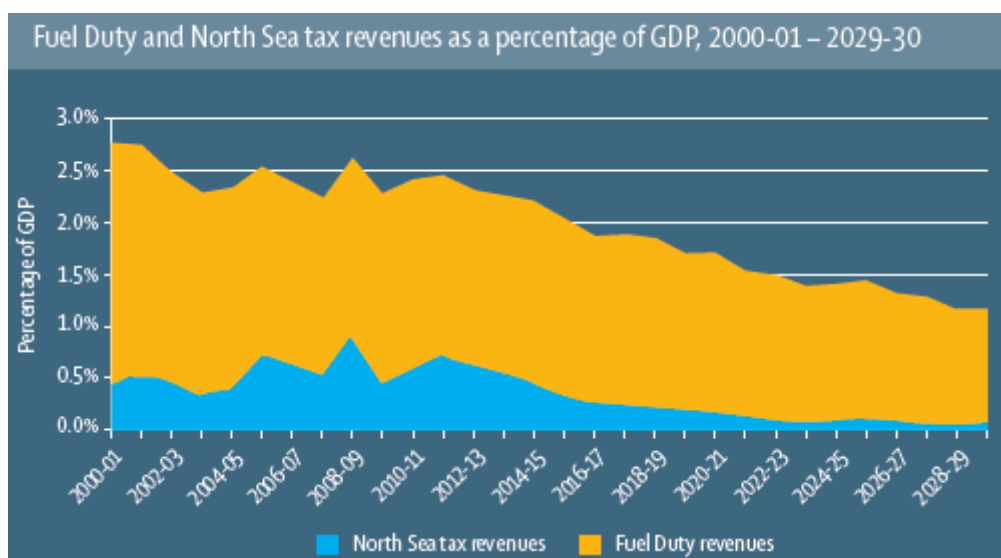


Figura 42: Ingresos provenientes de impuestos de los combustibles

6.2 Marco histórico del petróleo y gas en Reino Unido

Reino Unido tiene experiencia en el desarrollo de nuevos recursos de hidrocarburos. Durante las décadas de 1960 y 1970 se desarrolló en Aberdeen una nueva industria de gas y petróleo *offshore*, la cual garantizó la seguridad de suministro en Reino Unido durante varias décadas.

Además, el campo de petróleo *onshore* más grande de la parte Oeste de Europa (Wytch Farm) está ubicado entre numerosas zonas de valor medioambiental. Actualmente están en funcionamiento 30 campos de petróleo y 8 de gas produciendo *onshore*.

En los últimos años el número de pozos exploratorios perforados para petróleo y gas convencional *onshore* se ha visto reducido, observándose una transición hacia nuevos pozos exploratorios de gas asociado al carbón (*coalbed methane, CBM*) y *shale gas*.

Solamente se ha fracturado hidráulicamente un pozo de *shale gas* en Reino Unido, el pozo Preese Hall 1 operado por Cuadrilla (durante 2011), pero el test se suspendió antes de que el programa de fracturación se completase debido a dos pequeños terremotos inducidos. Estudios realizados demuestran que las probabilidades de que pueda volver a suceder algo similar son prácticamente nulas.

Lancashire: ha tenido durante cientos de años la ventaja de ser pionero para las industrias nacientes. Desde una perspectiva histórica, la explotación del campo de *shale gas* Bowland Basin en Lancashire no conllevaría un cambio radical a la región, ya que no es ajena a la explotación de recursos naturales y a progresos tecnológicos.

Aberdeen: está considerada como la capital Europea de la energía. Esto se debe en gran parte al descubrimiento y explotación exitosa del petróleo y gas del Mar del Norte desde 1960.

A pesar de la que el pico de producción de petróleo y gas en el Mar del Norte se alcanzó la década pasada, las industrias de petróleo y gas de Aberdeen se han desmarcado de la declinación de la producción del Mar del Norte y han creado una industria de exportación con expertos en ingeniería submarina, servicios de puerto para industrias y otras tecnologías de cadena de suministro.

Wytch Farm: es el mayor campo de petróleo y gas *onshore* de Reino Unido. Hasta 2011, este campo había producido la mitad del gas producido *onshore* en Reino Unido y el 85 % del petróleo *onshore*.

Este campo está ubicado en un área con una belleza natural extraordinaria con numerosas reservas nacionales. Se tomaron numerosas medidas medioambientales para minimizar el impacto de su desarrollo, y actualmente la oposición medioambiental no existe. En este campo se obtuvo el récord de distancia horizontal perforada. La compañía petrolera BP construyó un pozo que alcanzaba los 10,1 km de distancia lateral, adoptando numerosas medidas para reducir el impacto medioambiental (color de los equipos, control de ruido en la plataforma de perforación, monitorización atmosférica y submarina...).

Desarrollos energéticos: petróleo y gas en Reino Unido

Fracturación hidráulica

Aunque con intensidades diferentes, se ha empleado esta técnica tanto *onshore* como *offshore*. El desarrollo de nuevos campos de gas *offshore*, entre los que se incluyen Cygnus, Ensign y Clipper South, incluirá técnicas de fracturación hidráulica para mejorar los flujos. En los últimos 30 años se han perforado más de 2000 pozos *onshore* en Reino Unido, de los cuales 200 han sido fracturados hidráulicamente para mejorar su rendimiento. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el proceso de fracturación hidráulica puede variar mucho en cuanto al uso de agua, arenas, lubricantes y presión. En las actividades de producción de *shale gas* la intensidad de fracturación hidráulica es mucho mayor.

Se han empleado técnicas de fracturación hidráulica en numerosos campos de Reino Unido, entre los que destacan Wytch Farm (1979), el campo de gas Elswick (1996, Lancashire), y en Cornwall (1980).

Seguridad energética y contribución medioambiental: entre 1981 y 2005, Reino Unido produjo más petróleo del que consumió. En cuanto al gas natural, su producción fue creciendo con el consumo hasta la pasada década cuando la producción empezó a decrecer (Figura 43).

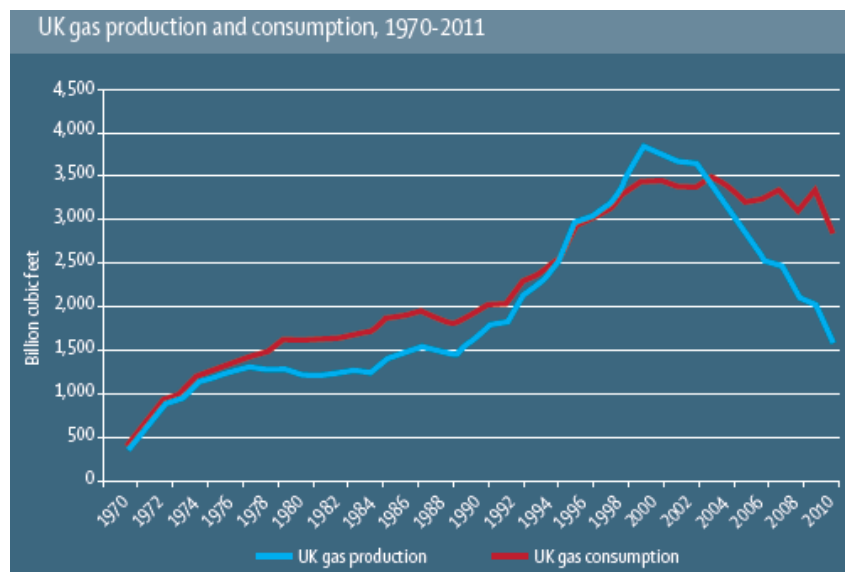


Figura 43: Producción y consumo de gas natural en Reino Unido

A pesar de que Reino Unido esté actualmente importando grandes cantidades de petróleo y gas, la producción de Reino Unido empujó la balanza de pagos nacional en aproximadamente 40 000 M£ en 2011, todo ello sin contar los 60 M£ provenientes de las exportaciones de bienes y servicios de la cadena de suministro.

La contribución medioambiental de la producción de gas en Reino Unido fue significativa. En 1965, antes de que comenzara la producción en el Mar del Norte, el carbón constituía el 60 % de la energía primaria consumida en Reino Unido, mientras que el gas natural constituía menos del 1 %. En 2011, el carbón pasó a tener una participación del 16 % mientras que la participación del gas natural aumentó al 36 %, reduciendo las emisiones de carbón.

Contribución económica. La producción de petróleo y gas en Reino Unido ha contribuido desde la década de 1960 con una gran cantidad de ingresos en forma de impuestos, lo que ha supuesto ingresos medios de 6.700 M£/año. Además, la industria del petróleo y el gas produce en Reino Unido aproximadamente 440 000 trabajos con sueldos normalmente muy por encima del sueldo medio en el país.

Inversiones e impuestos. Las inversiones, entre otros factores, se ven muy afectadas por los impuestos. A menudo los gobiernos sucumben en la tentación de interferir en la estabilidad del sistema de impuestos. Esto puede llevar a caídas en las inversiones, lo que habitualmente se refleja en menores producciones al cabo del tiempo.

Durante la última década, el régimen de impuestos de petróleo y gas ha sido modificado prácticamente cada año, siguiendo la tendencia de aumentar los impuestos con una mayor generosidad en las permisiones de determinados tipos de inversiones (Figura 44). Tras la introducción del impuesto suplementario en 2002 y su aumento en 2006 y 2011, cayeron las inversiones.

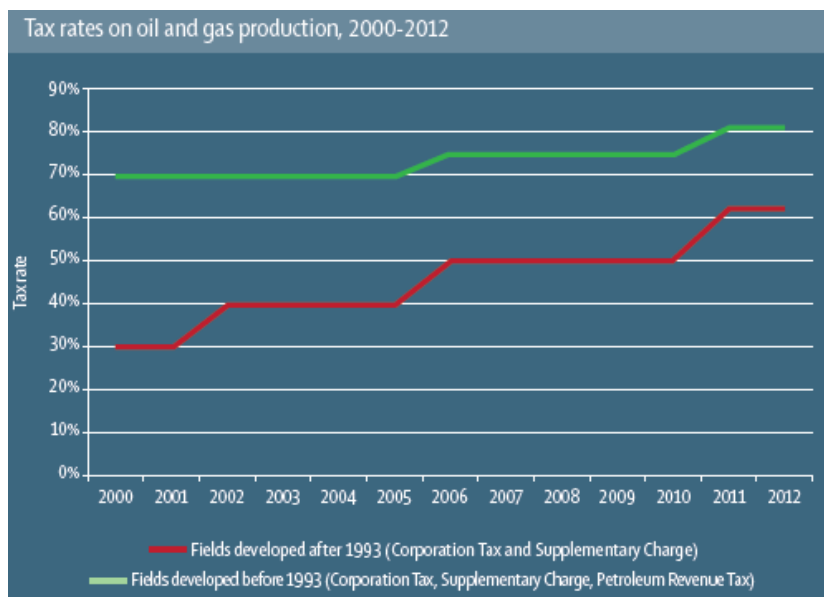


Figura 44: Impuestos aplicados sobre la producción del petróleo y el gas

Infraestructuras: las infraestructuras construidas durante el desarrollo del Mar del Norte podrían ser muy útiles para el desarrollo del *shale gas*.

Lecciones principales a tener en cuenta para el desarrollo del *shale gas*

A partir de los desarrollos energéticos nombrados anteriormente tanto en Reino Unido como en Estados Unidos, debemos tener en cuenta una serie de lecciones en el desarrollo del *shale gas*:

1. La primera lección es que los desarrollos requieren tiempo. También fue necesario un periodo de tiempo considerable en el desarrollo de la explotación de petróleo y gas *offshore*, de la energía nuclear y la eólica. En Estados Unidos, a pesar de que la producción de *shale gas* ha despegado en la última década, fue precedida por varias décadas de investigación y desarrollo de la perforación horizontal y de las técnicas de fracturación hidráulica, algunas de ellas subvencionadas por el gobierno.

2. A pesar del tiempo requerido para su desarrollo, las reservas y la producción habitualmente exceden las estimaciones preliminares, pues las actividades de exploración continúan y las tecnologías de producción se desarrollan.
3. Los beneficios económicos de la producción nacional de petróleo y gas pueden ser extremadamente grandes: numerosos puestos de trabajo con grandes honorarios, grandes ingresos provenientes de impuestos, contribución a la balanza de pagos, y el desarrollo de una cadena de suministro local, todo ello contribuyendo a una economía más amplia.
4. La producción de *shale gas* debería considerarse como parte del motor hacia una economía más amplia. En Reino Unido, la producción nacional de petróleo y gas ha proporcionado materias primas a la industria química, lo cual beneficia a la industria pesada en general. En Estados Unidos, la enorme producción de gas ha llevado a inversiones masivas en plantas químicas.
5. La producción de gas natural puede conducir hacia ventajas medioambientales, permitiendo una transición lejos del carbón. Además, el gas es la fuente de energía más efectiva para respaldar las fuentes intermitentes de energía renovable.
6. Si los recursos de *shale gas* tienen el suficiente potencial, se construiría infraestructura y equipos como gasoductos, estaciones de recolección, plataformas de perforación, etc. El sector privado es muy efectivo en la rápida expansión de la producción para alcanzar la demanda.
7. Las habilidades pueden ser desarrolladas de forma local a lo largo del tiempo, a pesar de que inicialmente serán necesarios expertos de fuera.
8. En Reino Unido especialmente, es esencial un régimen de impuestos estable. La inversión en el Mar del Norte se ha visto muy perjudicada por los cambios sucesivos en el régimen de impuestos.
9. Las asociaciones son vitales para atraer inversión, mejorar las habilidades, proporcionar oportunidades en la cadena de suministro, gestionar la seguridad y resolver problemas que surjan. Actualmente el Mar del Norte se beneficia de numerosas asociaciones bien establecidas. En Estados Unidos las asociaciones se han desarrollado para fijar estándares medioambientales para la perforación.
10. El apoyo a las autoridades locales es también muy importante, no solo para dar su consentimiento a la planificación, sino también para fomentar el desarrollo y atraer inversión.

11. Las preocupaciones de las comunidades locales importan, y las compañías energéticas deben invertir tiempo explicando a la población local porqué es importante el desarrollo, las medidas que emplearán para proteger el medio ambiente y la calidad de vida local, y los beneficios que la comunidad puede recibir.
12. La transparencia aporta mucho en cuanto a que la población esté tranquila de que el desarrollo del *shale gas* esté dándose de forma apropiada. En Estados Unidos, Fracfocus.org proporciona un registro de los químicos empleados en 40 000 emplazamientos de pozos.
13. La determinación de medidas a tomar si algo fuese mal, así como las partes responsables, también ayuda a proporcionar tranquilidad.
14. La financiación importa. El sistema de financiación local en Reino Unido tendía a ser contrario al desarrollo, ya que las autoridades locales eran incapaces de quedarse beneficios de los ingresos. Sin embargo, este sistema está en transición y ya se han establecido y propuesto numerosos cambios que permiten a las autoridades locales beneficiarse. En Estados Unidos, a pesar de que el contexto financiero es muy diferente, el cargo por impacto recientemente introducido en Pennsylvania es un modelo interesante. El cargo es de 45 000 \$ por pozo y el ingreso se divide 60 % y 40 % entre los municipios locales y el estado de gobierno.
15. El contexto de desarrollo en Reino Unido es muy diferente al de Estados Unidos. En Reino Unido, el desarrollo tiende a ser más lento y controlado, con un régimen regulatorio central y un sistema de planificación de desarrollo *onshore* estricto. En Estados Unidos, el desarrollo es probablemente menos controlado, con una oleada de actividad, mucho aprendizaje a través de la experiencia y un enorme grado de flexibilidad.

6.3 Régimen regulatorio en Reino Unido

El proceso básico por el cual las compañías pueden obtener los permisos de perforación es:

1. **Licencia inicial:** el DECC ha otorgado 176 licencias para petróleo y gas *onshore* en Reino Unido.
2. **Acuerdo de acceso al terreno para perforar con el dueño:** las compañías históricamente han tenido que obtener un derecho de acceso del dueño del terreno superficial y subsuperficial. Con la nueva enmienda de derechos de

acceso subterráneo, (véase más adelante en “Nueva normativa de derecho de acceso de los operadores a la perforación subterránea”) solamente serán necesarios los acuerdos de acceso a la superficie.

3. **Permiso de planificación de la autoridad local:** una parte clave de esta permisión es la consulta con la comunidad local, donde los dueños tienen el derecho a oponerse a la actividad. Se deberá informar a través de notificación pública a dueños del terreno subterráneo que pueda verse afectado por las operaciones de *shale gas*. La autoridad de planificación también exigirá una evaluación de impacto medioambiental (EIA).
4. **Permisos del regulador medioambiental relevante:** una vez la aplicación para el permiso medioambiental se haya realizado, el regulador correspondiente publicará los detalles y los someterá a consulta. El regulador no otorgará el permiso si considera que los riesgos no son suficientemente mitigados o son demasiado grandes, y elaborará comentarios individuales a la hora de tomar las decisiones.
5. **Planes de pozo examinados por el Comité de Salud y Seguridad (*Health and Safety Executive, HSE*):** en Reino Unido todos los pozos tanto *onshore* como *offshore* deben estar diseñados y construidos de acuerdo a las regulaciones gubernamentales. El seguimiento de las regulaciones por parte de los operarios estará comprobado tanto por inspectores del HSE como por examinadores independientes. Además, monitorizarán el diseño, construcción y mantenimiento del pozo para garantizar la integridad de este minimizando riesgos.

Se supone que las prácticas de trabajo adoptadas *onshore* por los operadores serán seguras tal y como requiere la legislación de Seguridad y Trabajo (*Safety at Work Etc Act 1074*):

- Los lugares perforados y las regulaciones de operación de 1995 (BSOR) se aplican a las operaciones de *shale gas*. Estas regulaciones se preocupan principalmente por la seguridad y salud del lugar.
- Las regulaciones de instalaciones y pozos *offshore* (diseño y construcción) de 1996 (DCR) se aplican a todos los pozos perforados con vistas a extraer hidrocarburos tanto para pozos *onshore* como *offshore*.

- 6. Consentimiento de perforación o producción:** para cualquier pozo que incluya fracturación hidráulica, el DECC considerará el riesgo sísmico previo otorgar el consentimiento de perforación. También exigirá que se hayan obtenido todos los permisos descritos anteriormente.

Licencias de exploración y desarrollo de hidrocarburos (PEDLs)

La perforación asociada al *shale gas* en Reino Unido está en su fase exploratoria. Está regulada bajo el régimen normal de exploración y desarrollo de hidrocarburos. Las licencias, denominadas *Petroleum Exploration and Development licence (PEDL)* permiten a las compañías llevar a cabo una serie de actividades exploratorias, incluyendo exploración y desarrollo para gas no convencional, sujeto al consentimiento de perforación y desarrollo necesario y a permisos de planificación.

La extracción de petróleo y gas comienza con una fase exploratoria, la cual incluye realización de estudios sísmicos. Deben perforarse pozos exploratorios para conocer exactamente que hay bajo tierra y la riqueza de los depósitos en las diferentes profundidades y formaciones. Solamente entonces podrá una compañía avanzar hacia la fase de extracción o desarrollo.

La Corona tiene el derecho ejecutivo para la búsqueda, perforación y explotación de hidrocarburos en Gran Bretaña. La emisión de las licencias de producción (PEDLs) por el DECC a los operadores se efectúa en rondas, y estas otorgan exclusividad a los operadores dentro de un área determinada.

En Diciembre de 2013, el DECC publicó un mapa de trabajo regulatorio para ayudar a los operadores a entender el proceso regulatorio para la exploración y evaluación de petróleo y gas en Reino Unido. Los principales cuerpos regulatorios involucrados son el DECC, las autoridades locales de planificación mineral, la Agencia Medioambiental y el Comité de Seguridad y Salud (*HSE*).

Nueva normativa de derecho de acceso de los operadores a la perforación subterránea

El gobierno ha puesto bajo consulta (23 mayo 2014) varias propuestas para fomentar el desarrollo de las industrias de shale gas/shale oil y de la energía geotérmica. El gobierno

considera que estas industrias tienen potencial para proporcionar una mayor seguridad de suministro, crecimiento y trabajos a Reino Unido.

El problema principal con el sistema actual de obtener los derechos de acceso es que da a los dueños del terreno el poder para retrasar significativamente un desarrollo en función de la opinión de la comunidad, incluso cuando la perforación y el uso de pozos subterráneos no afecten a su uso y disfrute del terreno.

Solución propuesta

Se han propuesto tres elementos en la solución:

- 1. Derecho de acceso subterráneo:** la propuesta otorgaría derechos de acceso subterráneo a compañías que extraigan hidrocarburos o energía geotérmica a profundidades mayores a 300 m. No obstante, dichas compañías todavía necesitarán obtener todos los permisos necesarios para empezar la fracturación.
- 2. Pago a cambio del derecho de acceso:** las industrias geotérmicas y de shale gas han presentado como sistema de pago una oferta voluntaria. Esto implica un pago de 20 000 £ por cada pozo horizontal con extensión lateral superior a 200 m. Cuando la perforación lateral coincide verticalmente el pago se realizará solamente una vez. El gobierno ha mostrado su preferencia por que el pago se realice a una entidad relevante de la comunidad en vez de ser dividido entre dueños individuales, ya que proporcionaría un ingreso que podría destinarse a proyectos que beneficiasen a la comunidad (con la posibilidad de proporcionar un mayor beneficio a estos). Este sistema de pago voluntario sería mucho más flexible para poderse adaptar a las distintas situaciones y lugares que un posible sistema estatutario.
- 3. Sistema de notificación para la comunidad:** esto incluiría una propuesta para el sistema de notificación pública, bajo la cual la compañía trataría materias como el área relevante de terreno subterráneo, junto con detalles del pago realizado a cambio del derecho de acceso. El gobierno propone que este sistema de notificación pública sea enviada bajo el mismo acuerdo voluntario de pago.

Permisos necesarios

Antes de que comiencen las actividades de fracturación hidráulica son necesarios los siguientes permisos:

- Permiso de planificación

- Permiso de accesibilidad al terreno del propietario
- Permisos medioambientales, entre los que se incluyen los permisos para residuos de minería de las Agencias Medioambientales
- Regulaciones y permisos de la Comisión de Salud y Seguridad.
- Consentimiento de perforar y fracturar del DECC

Antes de otorgar las licencias PEDLs, el DECC comprueba que el operador cumpla una serie de requisitos que aseguren una adecuada exploración y desarrollo.

Cada lugar está evaluado por la Agencia Medioambiental (SEPA en Escocia), la cual regula los vertidos al medio ambiente, las licencias de extracción de agua y las consultas estatutarias del proceso de planificación. Esta ha elaborado una guía en la cual notifica que son necesarios permisos de residuos de actividades mineras para el detritus de perforación, lodos de perforación empleados, gases emitidos y desechos generados en el subsuelo. También será necesario un permiso cuando se quemen grandes cantidades de gas y en actividades de agua subterránea dependiendo de la hidrología local.

Principales cuerpos regulatorios y permisos asociados

Los principales cuerpos regulatorios involucrados son el **DECC**, las **Autoridades Locales de Planificación Mineral**, la **Agencia Medioambiental** y el **Comité de Seguridad y Salud (HSE)**:

DECC

Emisión de licencias de exploración y desarrollo del petróleo (PEDLs); el DECC evalúa la competencia de los operadores, la seguridad de los sistemas empleados, los esquemas de pozo y la capacidad financiera. La licencia no otorga ningún derecho a perforar un pozo, pero sí a trabajos exploratorios a través de investigaciones sísmicas.

Evaluación de riesgo medioambiental: donde se ha planificado la fracturación hidráulica, el DECC exige que se lleve a cabo una evaluación medioambiental. Esto es una visión que evalúa los riesgos medioambientales del conjunto de operaciones propuestas con la participación de los beneficiarios, incluyendo las comunidades locales. Este paso constituye el punto de partida de la participación entre operadores y autoridades locales.

Aprobación y consentimientos: bajo los términos de las licencias PEDLs, para su aprobación se exige a los operadores que presenten al DECC un plan de fracturación hidráulica que demuestre un entendimiento completo de los riesgos involucrados. Los operadores también necesitan evaluar los movimientos sísmicos históricos, describir las fallas de la superficie e identificar el riesgo de activación de cualquier falla a través de la fracturación hidráulica. Se exigen sistemas de monitorización para que los operadores puedan mitigar los movimientos sísmicos.

También se exige que los operadores busquen el consentimiento del DECC para perforar y fracturar una vez se hayan otorgado todos los permisos de otras entidades nombradas a continuación. Los operadores pueden solicitar los consentimientos para perforar y fracturar conjuntamente.

Autoridades locales/ Autoridades de Planificación de Minerales:

Permiso de planificación

Al igual que para todos los propósitos de desarrollo de petróleo y gas, la exploración y extracción del *shale gas* está sujeto a los requisitos del *Town and Country Planning Act 1990*, administrados por la Autoridad de Planificación de Minerales (*Minerals Planning Authority, MPA*) en el área donde va a desarrollarse.

La Autoridad de Planificación de Minerales tomará la decisión de acuerdo con las políticas fijadas en el marco de política nacional de planificación (*National Planning Policy Framework, NPPF*) y la guía de 2013 *Planning practice guidance for onshore oil and gas* elaborada por el gobierno.

El Gobierno, publicó esta guía para intentar dar más seguridad a los consejos locales a la hora de tomar las decisiones relativas a los permisos de planificación de petróleo y gas *onshore* listó las principales cuestiones a considerar a la hora de tomar una decisión sobre una aplicación:

- Ruido asociado a las operaciones
- Polvo
- Calidad del aire
- Alumbramiento
- Intrusión visual y daños causados en el paisaje por cualquier edificio o estructura emplazada
- Elementos arqueológicos y de patrimonio

- Tráfico
- Riesgo de contaminación del terreno
- Recursos del suelo
- Impacto en la agricultura
- Riesgo de inundación
- Estabilidad del terreno/subsidencia
- Áreas protegidas internacionalmente/nacionalmente, hábitats protegidos...
- Lugares geológicos protegidos nacionalmente
- Restauración del área

Entre las cuestiones que no deben considerarse a la hora de tomar una decisión acerca de la planificación se incluyen la pérdida de valor de la propiedad, pérdida de vista y oposición al principio de desarrollo.

Las Autoridades de Planificación de Minerales deben elaborar comentarios y tomar sus decisiones expresando las razones por las cuales aceptan o rechazan las aplicaciones públicas de planificación.

Los consejos provinciales normalmente exigen obligaciones de la MPA. Se otorgan permisos para la localización de pozos y plataformas de pozos, imponiendo condiciones que aseguren que el impacto del uso del terreno es aceptable. Los principales problemas incluyen la localización, volumen de tráfico, ruido, agua subterránea y movimientos sísmicos inducidos. Si la MPA niega el permiso para el desarrollo propuesto, los operadores pueden apelar a la Secretaría de Estado para Comunidades y Gobiernos Locales.

Evaluación del impacto medioambiental (EIM)

La MPA considera si un propósito requiere una evaluación de impacto medioambiental o no. Si el proyecto indica que va a tener efectos medioambientales significativos, el operador está obligado a completar un EIM. Los operadores pueden solicitar una decisión de la MPA respecto a la necesidad de presentar una EIM antes de la aplicación de planificación. Una vez se ha completado la EIM, los resultados se presentarán en una declaración medioambiental junto con la aplicación de planificación.

Una vez la aplicación a la planificación se ha realizado junto con la declaración medioambiental, la MPA lo publicará y someterá a consulta durante aproximadamente 3

semanas. El permiso de planificación conllevará normalmente 16 semanas cuando involucra una EIM, y 13 semanas si no.

Plan de acuerdo para la restauración del lugar: los operarios están obligados a presentar a la MPA los planes para la restauración de lugar donde se ha planificado el desarrollo. La MPA es responsable de asegurar la restauración adecuada y el cuidado cuando las operaciones hayan terminado.

Agencia Medioambiental

Notificación de la intención de perforar: los operarios están obligados a notificar a la agencia medioambiental antes de perforar un pozo. Es necesario presentar un comunicado detallado con información de la perforación del pozo, revestimiento del pozo, almacenamiento de sustancias incluyendo fuel y químicos, así como del plan de tratamiento de residuos.

Permisos medioambientales: Los operarios necesitan permisos medioambientales para:

- Actividad de agua subterránea: a no ser que la Agencia Medioambiental haya declarado que no existen riesgos en el agua subterránea.
- Actividad de residuos mineros: aplicado en todas las circunstancias.
- Actividad de emisiones industriales: cuando el operador tiene intención de quemar más de diez toneladas de gas diarias.
- Actividad de sustancias radioactivas: en todas las circunstancias.
- Actividad de descarga de agua: si el agua superficial se contaminase.
- Consentimiento de investigación de agua subterránea: para cubrir la perforación y test de bombeo donde existe potencial para extraer más de 20 m³/día en el proceso de producción.
- Licencia de extracción de agua: si el operador tiene planeado extraer más de 20 m³/día para uso propio en vez de comprar agua pública.
- Consentimiento de riesgo de inundación: si el lugar propuesto está próximo a un río principal o zonas de corriente de agua.

El número de permisos y consentimientos necesarios dependerá del lugar, la geología y las actividades propuestas. La Agencia Medioambiental tardará entre 4 y 6 meses desde la aplicación del permiso, incluyendo en este periodo el tiempo de consulta pública.

El Gobierno planea reducir las escalas de tiempo con la intención de crear una permisión estándar para 2015, en la que serían capaces de emitir los permisos en un periodo de entre 2 y 3 semanas. Estos cambios serían muy beneficiosos para el desarrollo de la exploración y evaluación, aunque para conseguirse deberían realizarse muchos cambios para simplificar el marco regulatorio.

Comité de Seguridad y Salud (Health and Security Executive, HSE)

Diseño e integridad del pozo:

El Comité de Seguridad y Salud (HSE) monitoriza las operaciones *onshore* de petróleo y gas para la integridad del pozo y seguridad del lugar. Antes del comienzo de la perforación, el operador debe notificar al HSE acerca del diseño del pozo y los planes de operación. El diseño de pozos está regulado por las regulaciones de instalaciones y pozos *offshore*.

Además, el operador debe proporcionar al Comité de Seguridad y Salud informes regulares de cualquier actividad en el pozo y asignar un examinador de pozo independiente para llevar a cabo las evaluaciones regulares de la integridad del pozo. El Comité de Seguridad y Salud llevará a cabo inspecciones independientes.

HSE publicó que, conjuntamente con la Agencia Medioambiental, avisaría a los primeros operarios de *shale gas* de sus deberes bajo la legislación relevante.

Régimen regulatorio para la fase de producción de *shale gas*

El mapa regulatorio elaborado por el DECC cubre solamente las fases de exploración y evaluación del desarrollo del *shale gas*. Para que los operarios puedan proceder a la explotación, deben aplicarse los mismos permisos descritos anteriormente para la fase de exploración.

Efectividad del régimen regulatorio de Reino Unido

El régimen regulatorio en Reino Unido tiene la capacidad de permitir que la fase exploratoria proceda de acuerdo a las expectativas de la industria. La Agencia Internacional de la Energía (IEA) publicó en 2012 un informe fijando los siete principios básicos para el desarrollo del *shale gas* que permitan a los reguladores, operadores, responsables políticos y demás implicados alcanzar los impactos

medioambientales y sociales. Se considera que el régimen de Reino Unido ya ha incorporado estos principios.

El marco regulatorio para la exploración y producción *onshore* se aplica tanto para hidrocarburos convencionales como para *shale gas*. No existe un régimen especial para el *shale gas*, excepto las normas extraordinarias que gobiernan la fracturación hidráulica. Las regulaciones en Reino Unido son rigurosas y exhaustivas, pero se superponen a riesgos medioambientales y de salud.

El marco regulatorio es quizás excesivamente complicado, con las responsabilidades repartidas entre varios departamentos y agencias. Aparte de Wytch Farm, Reino Unido no ha registrado ningún caso de operaciones *onshore* a gran escala. La complejidad burocrática y la difusión de autoridad no son óptimas para el régimen regulatorio del *shale gas*. No está clara la duración del proceso regulatorio o las etapas de las que se compone. Sin embargo, cabe destacar el importante papel del HSE y la Agencia Medioambiental (así como de la oficina de petróleo y gas no convencional, por supuesto) como “guías regulatorios” de los primeros operadores de *shale gas*.

Posibles medidas para mejorar el régimen regulatorio

En primer lugar, creo que las responsabilidades regulatorias relativas al *shale gas* deberían estar lideradas por una única entidad. Actualmente estas responsabilidades recaen principalmente sobre el DECC, el Comité de Seguridad y Salud, la Agencia Medioambiental y las Autoridades de Planificación de Minerales. Debería existir una única organización que supervise el proceso completo, siendo el DECC el más adecuado bajo mi punto de vista.

A pesar de la introducción de la Oficina de petróleo y gas no convencional (UOGO) y del mapa de trabajo regulatorio a seguir, las responsabilidades siguen fragmentadas. Esto conlleva una duplicación de tareas por parte de reguladores y operadores. Además, el mapa de trabajo elaborado por el DECC puede resultar complejo y difícil de seguir.

6.4 Régimen fiscal del *shale gas* en Reino Unido

En 2013 el gobierno se planteó introducir un nuevo régimen fiscal, por lo que sometió a consulta la implantación de un sistema de desgravación fiscal de plataformas de pozo

(*Pad allowance*) y la extensión del *Ring Fence Expenditure Supplement*⁶ para incentivar la inversión en proyectos de *shale gas* y apoyar el desarrollo de esta industria en Reino Unido. Esto forma parte de un paquete de medidas más amplio que el gobierno ha introducido este año, entre las que se incluye:

- Racionalización de los procesos de permisión para asegurar que vayan más rápido y para crear un calendario definido que proporcione seguridad a la industria.
- Publicación de nueva guía de planificación para aclarar el proceso a los desarrolladores.
- Trabajar con la industria en un esquema robusto para asegurar el beneficio de las comunidades locales por hospedar proyectos de *shale gas*, con los operadores proporcionando al menos 100 000 £ para las comunidades próximas a los pozos exploratorios fracturados y al menos un 1 % de los ingresos totales durante la producción.

En la consulta se subrayó que el gobierno cree firmemente que el *shale gas* tiene el potencial para formar parte del *mix* energético futuro de Reino Unido.

Pad allowance

La consulta enfatizó que el gobierno adoptaría decisiones para alcanzar un régimen de impuestos para el *shale gas* que:

- Fomente inversiones iniciales de exploración y el desarrollo del gas de lutita en Reino Unido
- Maximice la producción económica de las reservas de *shale gas* de Reino Unido
- Sea suficientemente flexible para adaptarse a la transición de la industria desde la fase de exploración a la de producción, pero a la vez suficiente estable para proporcionar seguridad a las compañías que están considerando invertir
- Emplee mecanismos existentes para aliviar lo máximo evitando añadir complejidad innecesaria al régimen *ring fence*

⁶El *Ring Fence Expenditure Supplement* ayuda a las empresas a realizar actividades de exploración evaluación y desarrollo. El RFES aumenta el valor de las pérdidas arrastradas en un periodo contable en un 10% anual al siguiente periodo contable (6% para periodos contables que empezaron antes del 1 de enero de 2012) y tiene una duración máxima de 6 años.

La subvención *Pad allowance* opera de forma similar a las subvenciones de campo existentes, mediante la exención de cargos suplementarios de una porción de los beneficios. De esta forma, el ratio de impuestos efectivo sobre esa porción se reduciría del 62 % al 30 %.

Además, el gobierno aceptó la posibilidad de que una compañía pueda transferirse a sí misma las subvenciones generadas en un lugar no exitoso a las generadas en lugares exitosos. Esto proporciona un mayor grado de seguridad a las compañías en cuanto al acceso a la subvención y por lo tanto logra de forma intencionada el efecto incentivo. Dicha transferencia se permitirá tras un periodo de tres años después de que se haya incurrido el gasto en el campo no exitoso. Este periodo de tiempo ayudará a asegurar que no existen incentivos para que las compañías abandonen proyectos de forma prematura. La subvención, sin embargo, se activará a partir de la producción de aquel campo exitoso.

Gasto en activos capitales: la cantidad de producción exenta del cargo suplementario sería una proporción del gasto en activos capitales incurrido en relación a la plataforma de pozos (*shale gas pad*). La cantidad de subvenciones activadas en cualquier periodo contable no podrá ser mayor a la cantidad obtenida por la producción de la plataforma de pozos. Cualquier subvención activada no empleada para reducir el cargo suplementario que haya podido ser pagada por una compañía en un periodo contable particular podría trasladarse al siguiente.

Nivel de subvención: el gobierno fijó un nivel de subvención del 75 % del coste capital. Este nivel se fijó teniendo en cuenta los objetivos del gobierno de crear un régimen de impuestos de *shale gas* que incentivara las inversiones iniciales.

Alcance de las subvenciones: se decidió extender el alcance de esta subvención a todos los hidrocarburos *onshore*. Esta decisión se basa en la gran dificultad de calcular de forma proporcional los costes y producciones de una plataforma de pozos individual para recursos convencionales y no convencionales, y la similitud de los costes y obstáculos comerciales que encontrarían ambos proyectos.

El gobierno por lo tanto introducirá un límite de producción de siete millones de toneladas de petróleo equivalente en las subvenciones *onshore*. Los proyectos con una estimación de reservas de petróleo equivalente mayor a esta cantidad no podrán optar a

esta subvención. Cabe destacar además el carácter no retroactivo de esta subvención para proyectos *onshore* ya existente.

División entre participantes: el gobierno ha considerado que debido a que las subvenciones *onshore* se estructuran según el nivel de gasto capital incurrido, es apropiado dividir la subvención basándonos en este gasto.

Ring Fence Expenditure Supplement

El RFES permite a las compañías sin beneficios en el régimen de impuestos ring fence de petróleo y gas incrementar sus pérdidas generadas en un periodo contable en un 10 % en el siguiente, para mantener su valor en el tiempo hasta que puedan trasponer su situación y generar futuros beneficios.

Debido al gran decline de los ratios de producción en los proyectos de *shale gas*, se requiere una continua inversión en la realización de pozos, extendiendo el periodo de inversión durante un tiempo más largo al necesario en proyectos convencionales. La extensión del RFES permitirá a las compañías sin los beneficios existentes del ring fence a mantener el valor de sus pérdidas durante un periodo de amortización más largo.

El gobierno extenderá el RFES de 6 a 10 periodos contables para todas las pérdidas de petróleo y gas *onshore* y los gastos previos de negociación.

Para asegurar que todas las pérdidas por hidrocarburos no convencionales *onshore* o gastos de pre-comercio puedan ser elevados a los 10 periodos contables, será necesario para las compañías al final del sexto periodo desagregar las pérdidas provenientes de estos proyectos de las pérdidas totales.

Una compañía será capaz de reclamar el RFES para los 4 periodos adicionales si está en pérdidas y parte de estas pérdidas han sido generadas por las actividades relativas a hidrocarburos no convencionales. La cantidad de pérdidas generadas por esta actividad sería capaz de recibir la continuación de la RFES.

6.5 Potencial del *shale gas* en Reino Unido

Beneficios

El *shale gas* podría tener tres **beneficios económicos** principales:

1. Reemplazar parte de las importaciones de gas, mejorando la seguridad de suministro y la balanza de pagos.
2. Fuente de ingresos fiscales para reemplazar la declinación de los ingresos que se generan actualmente en el Mar del Norte.
3. Crear trabajos muy bien remunerados y apoyar la industria de manufacturación, ayudando a empujar la economía de Reino Unido.

Contexto

La opción de desarrollar el *shale gas* en Reino Unido viene en el marco de un descenso significativo de la producción nacional y de los ingresos fiscales provenientes del sector del petróleo y gas para la economía.

Las proyecciones actuales realizadas por *HM Treasury* (la Hacienda Británica) muestran en la Figura 45 un descenso de los ingresos fiscales del petróleo y gas de un 50 %, desde 11300 M£ en 2011-12 a 4300 M£ en 2017-18; en términos reales, empleando una inflación del 2,5 % anual, esto equivale a un decline desde 11200 M£ en 2011-12 a 3700 M£ en 2017-18.

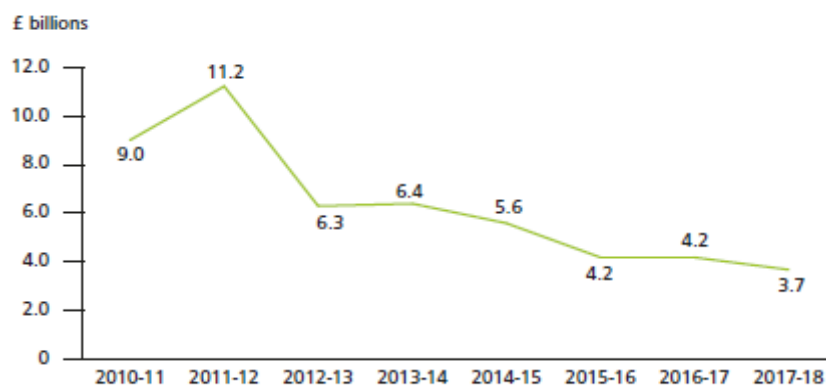


Figura 45: Representación de los ingresos fiscales históricos y estimados en los próximos años

Las proyecciones de *National Grid* sugieren que el mercado en Reino Unido irá haciéndose más dependiente de las importaciones para alcanzar la demanda. Tal y como se muestra en la Figura 46, las fuentes de suministro principales de Gran Bretaña son los recursos nacionales de petróleo y gas (UKCS), Noruega, la línea Balgzand-Bacton

(BBL), la interconexión Belga (propiedad y operada por *Interconnector UK Limited*, IUK), y las importaciones de LNG.

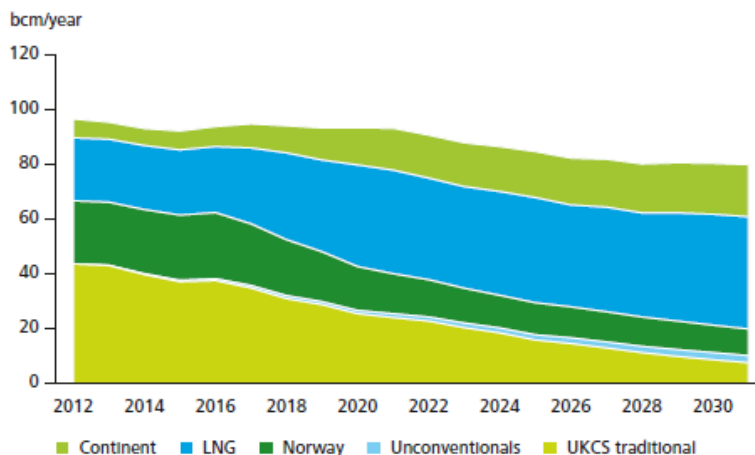


Figura 46: Proyección de *National Grid* del mix de gas en Reino Unido

Durante la pasada década, la producción de gas nacional (UKCS) se ha visto reducida debido a la disminución de reservas (Figura 47). El suministro ha sido sustituido con importaciones y LNG. Las importaciones Noruegas son las más importantes debido a la proximidad y a los gasoductos de conexión directa entre ambos países. Sin embargo, este suministro está siendo sustituido parcialmente por las importaciones de LNG debido al gran aumento de la capacidad de licuefacción de Reino Unido. Se espera que las importaciones Noruegas sigan descendiendo al ir disminuyendo las reservas.

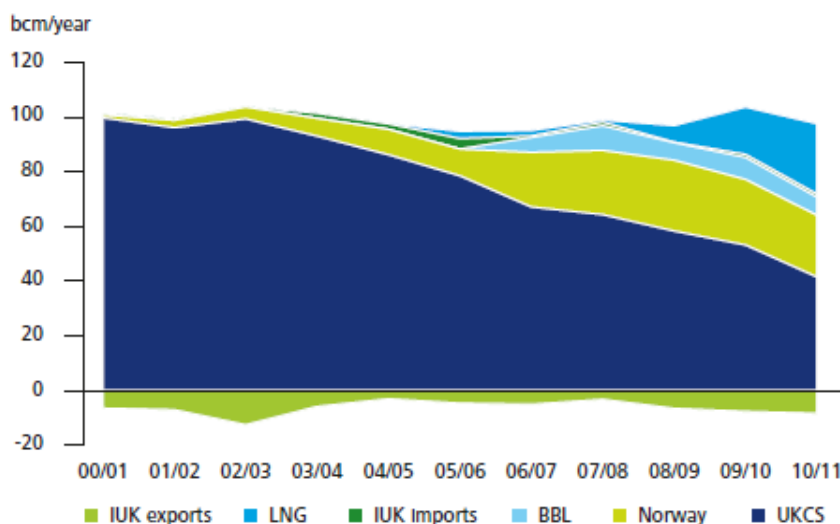


Figura 47: Histórico de las fuentes de suministro de gas y exportaciones de Reino Unido

El efecto combinado del descenso tanto de la producción nacional (UKCS) como de las importaciones Noruegas, aumentará la dependencia Británica en el gas importado de otras fuentes. El reciente aumento de la capacidad de importación de LNG ha llevado a Reino Unido a importar LNG y exportar parte a través de Europa. Esta actividad y el volumen de exportación asociado no alteran el hecho de que la demanda de gas en Reino Unido se alcance a través de importaciones.

Impacto en los pagos fiscales

Dada la incertidumbre de los recursos técnicamente recuperables de la cuenca Bowland Basin, de los costes de producción asociados y del impacto que tendría, la producción de *shale gas* implica un rango muy amplio de ingresos fiscales estimados. Bajo la mayoría de los escenarios propuestos, existe una contribución potencial a los ingresos fiscales de Reino Unido, lo que contrarrestaría parte de la caída de estos ingresos en un escenario sin *shale gas*.

Bajo los volúmenes y costes asumidos por Cuadrilla para la producción de *shale gas*, combinados con los asumidos por el DECC en relación a los precios de gas en el mercado, se proyecta que la producción de *shale gas* en el campo Bowland Basin generaría **ingresos fiscales** de alrededor de **580 M£/año desde 2020**.

El nivel de ingresos generados varía sustancialmente en función de los escenarios dados, con variaciones en los precios de gas asumidos, costes de producción, etc...

Únicamente en condiciones muy pesimistas en lo relativo a ingresos obtenibles y costes, y bajo el régimen fiscal actual en Reino Unido para la producción de gas, la explotación del campo Bowland Basin no sería viable. Dado que los costes no serán conocidos con certeza hasta que el proyecto avance, se han representado una gran variedad de escenarios posibles.

La Figura 48 muestra las contribuciones fiscales a lo largo de un rango de escenarios, asumiendo que el proyecto se lleve a cabo exitosamente. En los dos primeros escenarios no se muestra la contribución fiscal ya que es negativa. En algunos de los escenarios, la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) de la inversión no sería suficiente para atraer la inversión necesaria, particularmente dados los beneficios finales obtenidos por el inversor.

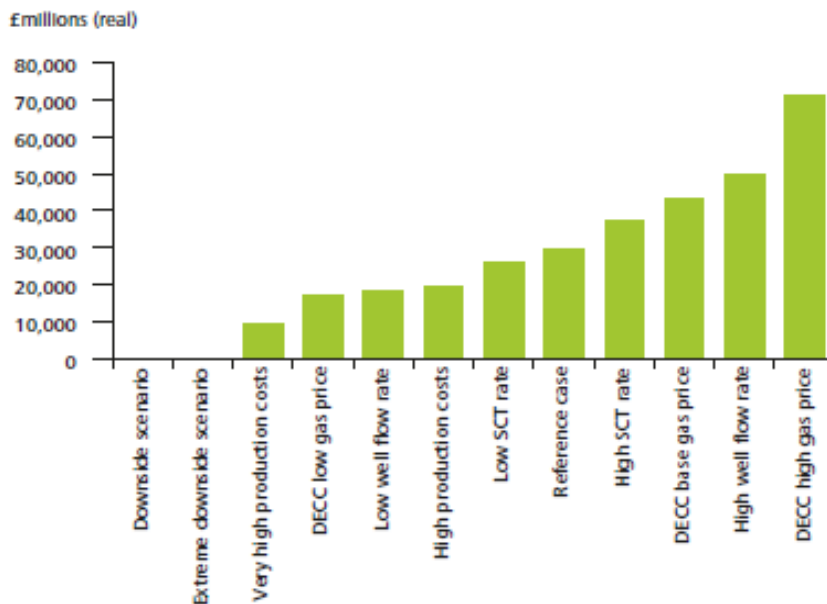


Figura 48: Rango de contribuciones fiscales en los distintos escenarios

Dada la incertidumbre relativa a algunos de los factores clave del beneficio potencial del *shale gas* en Reino Unido, el gobierno ha establecido una serie de modificaciones en el régimen fiscal para fomentar la inversión y el desarrollo del *shale gas* en Reino Unido (véase anteriormente en el apartado 6.4 Régimen fiscal)

La Figura 49 muestra el posible impacto de los ingresos asociados a los impuestos de la cuenca Bowland Basin (estimados bajo el régimen actual de impuestos):

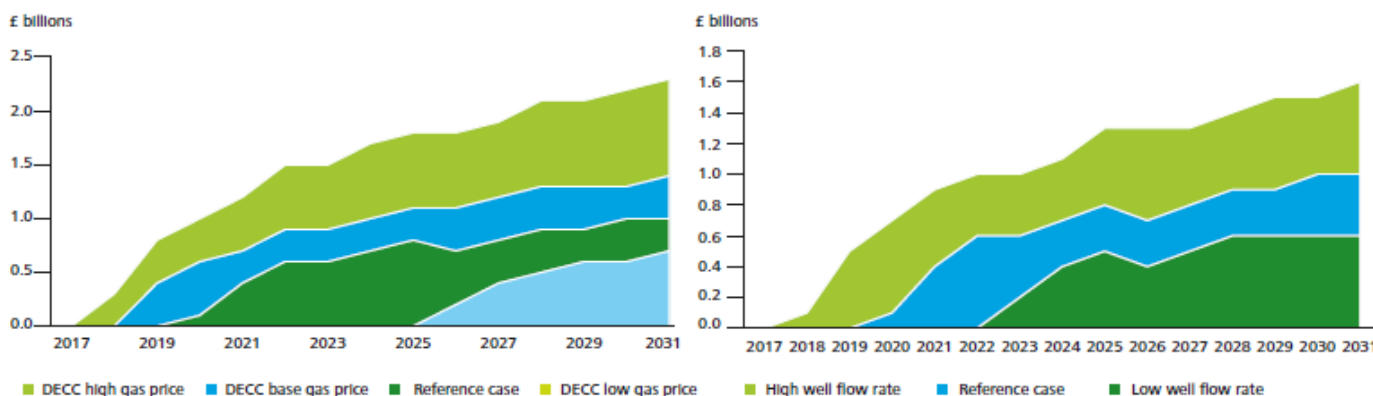


Figura 49: Ingresos fiscales anuales del campo Bowland Basin estimados por el DECC en distintos escenarios

Los ingresos fiscales están fuertemente correlacionados con los precios del gas. Varían de forma significativa según las diferentes asunciones de los flujos obtenidos por pozo. El cambio de este parámetro afecta tanto al volumen de gas producido como al coste por unidad de gas y por lo tanto a la rentabilidad del proyecto.

Impacto en las importaciones de gas en Reino Unido

Las proyecciones de *National Grid* muestran un gran aumento de la dependencia en las importaciones de gas en Reino Unido: para 2020 el 69 % del gas consumido en Reino Unido será importado, lo que equivale a 2120 bcf.

El desarrollo de la cuenca Bowland Basin podría contrarrestar aproximadamente el 14 % de los importes necesarios en 2020. La Figura 50 muestra el impacto que tendría la producción estimada del campo Bowland Basin en las distintas fuentes de suministro de gas en Reino Unido bajo las proyecciones de *National Grid*.

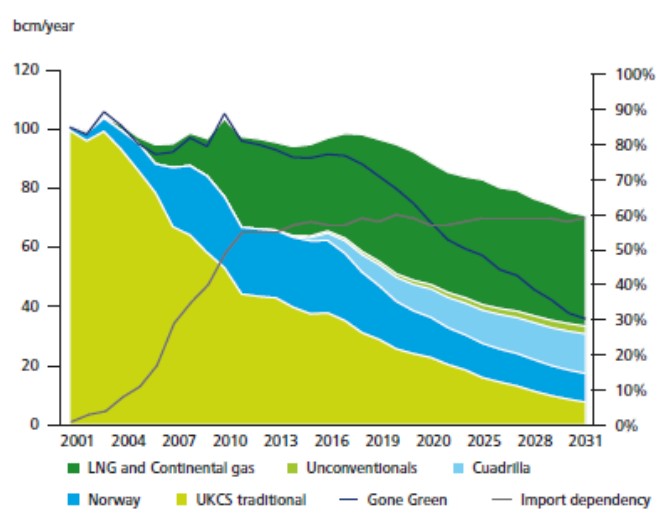


Figura 50: Impacto de la producción del campo Bowland Basin en el mix de gas en Reino Unido.

Creación de empleo

Solamente el desarrollo del campo Bowland Basin podría suponer entre 6900 y 23 600 trabajos basándonos en estimaciones de campos análogos de *shale gas* desarrollados en Estados Unidos.

Las operaciones de perforación requeridas para el desarrollo de la cuenca Bowland Basin crearían de forma directa empleo que podría alcanzar 5700 puestos de trabajo en 2026. También generaría un mayor empleo de forma indirecta en la cadena de suministro relativa a la producción del campo.

El factor clave que determinará la creación de empleo actual en Reino Unido es el grado al cual las compañías de servicios y manufacturación de Reino Unido serán capaces de

desarrollar sus habilidades y capacidades para suministrar al sector del *shale gas* británico.

La estimación más baja de incremento de empleo directo para el desarrollo del campo Bowland Basin es de 4100 puestos de trabajo, lo que equivale al 46 % del empleo directo en las industrias de extracción de petróleo y gas en Reino Unido. Este aumentaría al 63 % en el caso de que el empleo alcanzase el escenario óptimo. Estos niveles de empleo crearán continuamente oportunidades en una industria que habría decaído sin el desarrollo del *shale gas*.

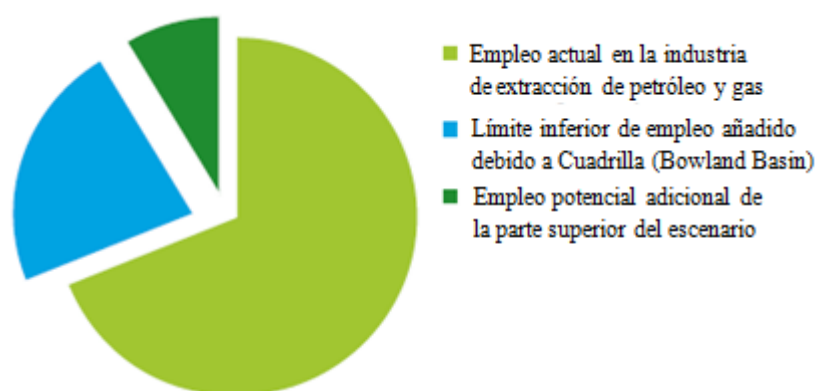


Figura 51: Porcentaje de empleo en el sector que supondría el desarrollo del campo Bowland Basin

El *Institute of Directors* (IoD) estima que la producción de *shale gas* en Reino Unido podría suponer hasta 74 000 trabajos directos, indirectos y a través de la estimulación que pueda producir en la economía.

Beneficios locales de la producción de *shale gas*

Los cambios planeados en los sistemas de tasas de negocio de Inglaterra y Wales permitirán a las autoridades locales retener un porcentaje de las tasas de negocio de los nuevos desarrollos en sus áreas. Esto creará un beneficio financiero a las áreas locales con el desarrollo del Bowland Basin.

Bajo el caso de mayor rentabilidad del proyecto Bowland Basin, y empleando el nuevo régimen fiscal introducido por el gobierno recientemente, las autoridades locales podrían recibir 54,5 M£/año, lo que equivale al 3 % del presupuesto actual del consejo de Lancashire o al 13 % de los impuestos recaudados por los residentes locales del consejo.

Independientemente de los cambios en las tasas de negocio, es imprescindible que el proyecto proporcione beneficios de comunidad para mejorar cualquier impacto negativo en la comunidad local. Esto está presente en la sección 106 del *Town and Country Planning Act 1990*.

Beneficios medioambientales

El *shale gas* podría además tener dos **beneficios medioambientales** principales:

1. De acuerdo con el DECC, una producción bien regulada de *shale gas* podría conllevar emisiones más bajas que las producidas en la importación de LNG. Un reciente informe de la Comisión Europea publica que las emisiones de la electricidad generada a partir del *shale gas* son entre un 2 % y un 10 % menores que las de la electricidad generada con gas convencional y transportada a través de gaseoductos, y entre un 7 % y un 10 % menores que las de la electricidad generada a partir del LNG importado a Europa.
2. El gas natural tiene mucho potencial como combustible para el transporte, particularmente para autobuses y vehículos pesados. La sustitución del la gasolina por gas natural (comprimido) reduciría sustancialmente las emisiones de CO₂.

Precios

Precios de mercado: el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC) proyecta un incremento del precio del gas considerable durante los próximos años. La producción de *shale gas* tendría un impacto beneficioso en los precios de mercado, ya que mantendría el nivel de precios actual evitando dicha subida.

Recursos de *shale gas* en Reino Unido

Las estimaciones del contenido de *shale gas* en las formaciones son muy significativas. En 2011, la administración de información de energía de Estados Unidos estimó que Reino Unido tenía 97 tcf de *shale gas* en las formaciones. Actualmente, las estimaciones conjuntas de las compañías de exploración elevan esta cantidad a los 309 tcf tomando un ratio de recuperación del 10 %.

El tamaño de recursos recuperables está limitado por factores económicos y tecnológicos. La Administración de información de energía de Estados Unidos estima que los recursos técnicamente recuperables en Reino Unido son de 200 tcf.

En Junio de 2013 la compañía IGas, que ha llevado a cabo estudios exploratorios en Reino Unido, estimó que los recursos de gas en las formaciones de lutita del Noroeste (incluyendo la cuenca Bowland Basin) equivalen a 102 tcf.

El estudio elaborado conjuntamente por el BSG/DECC estudiado anteriormente es el más detallado y profundo realizado por el momento en Reino Unido. Este estudio estima que las reservas de gas de lutita en la formación Bowland-Hodder (no equivale a las extraíbles) son de 1300 tcf (37,6 tcm) en el escenario central.

Ventajas de Reino Unido

A pesar de que las condiciones para la producción del *shale gas* son considerablemente más favorables en Estados Unidos, Reino Unido presenta algunas ventajas:

- Alrededor de un tercio de las carreteras Estadounidenses están sin pavimentar, mientras que en Reino Unido prácticamente todas están pavimentadas.
- Las redes de transporte de gas están más cerca de las áreas potenciales de desarrollo del *shale gas* que en muchas partes de Estados Unidos.
- Las redes de transporte de agua están más desarrolladas que en Estados Unidos.
- Los precios del gas en Reino Unido son sustancialmente mayores.
- El sistema nacional de transmisión de gas tiene capacidad de repuesto y pasa por Lancashire. Además, Lancashire tiene buenas infraestructuras de comunicación (carreteras, raíles, aeropuerto y puerto) y un gran sector industrial asentado en la ciudad.

Factores de éxito, beneficios, e implicaciones políticas

Factores de éxito: obtener apoyo público es un factor crítico de éxito ya que el desarrollo del *shale gas* depende del consentimiento de las autoridades de planificación, y de los beneficiarios locales y nacionales.

Al mismo tiempo, la modelación financiera ha cuestionado la viabilidad del desarrollo del *shale gas* debido a las incertidumbres de los ratios de flujo de pozo, de los costes de

producción y de precio del gas a largo plazo. Mitigar estos riesgos guiará al éxito del desarrollo de la producción de *shale gas*.

Beneficios potenciales: el presente informe muestra que bajo ciertos escenarios el campo Bowland Basin podría suponer significantes beneficios. En el Caso de Referencia podría generar 580 M£/año en forma de ingresos de impuestos en 2020, podría reducir el 14 % de las importaciones necesarias en 2020 y crear 23 600 puestos de trabajo. Además, las autoridades locales podrían recibir hasta 54,5 M£/año de las tasas de negocio directamente de la producción de *shale gas*.

Implicaciones políticas- tasas de incentivos: aún queda para que la industria genere información adicional suficiente para reducir la incertidumbre relacionada con la viabilidad económica de proyectos de *shale gas* en Reino Unido. Los riesgos inmediatos de desarrollo han atraído incentivos fiscales iniciales.

Barreras

Existen determinadas barreras para el desarrollo del *shale gas* en Reino Unido, muchas de ellas no supusieron problemas significativos en Estados Unidos, pero se necesita superarlas. A continuación se muestran las principales barreras:

- La primera barrera potencial más importante es la **geología**. Las indicaciones preliminares sugieren que la geología de Reino Unido es favorable para la producción, pero hasta que no avancen las tareas exploratorias seguirá existiendo cierta incertidumbre respecto a esta barrera.
- Podemos agrupar las demás barreras en cinco grandes categorías:

Infraestructuras, recursos y equipos

- Los recursos de agua en Reino Unido no son ilimitados, pero anualmente se extraen alrededor de $11\,000 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ de agua dulce de distintas fuentes. El agua requerida para la producción de *shale gas* sería aproximadamente $5,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{año}$, es decir, un 0,05 % de la total extraída. *No supone una barrera.*
- En Febrero de 2013, el número de plataformas operando *onshore* en Estados Unidos era de 1708, mientras que en toda Europa apenas operaban 82. Europa no ha tenido mucha demanda de plataformas de tierra hasta el momento, pero no

hay motivo para creer que el sector privado no podría suministrarlas. *Barrera menor.*

- Sería necesario construir algunos gasoductos y plantas de procesamiento de gas, pero tampoco hay motivo para creer que el sector privado no pueda suministrarlas. *Barrera menor.*
- A pesar de las extensas infraestructuras de tratamiento de agua en Reino Unido, se necesitarían nuevas plantas en áreas de producción de *shale gas*. Reino Unido produce anualmente $3650 \cdot 10^6$ m³ de aguas residuales. La producción de *shale gas* podría conllevar flujos de agua residual de $1,6 \cdot 10^6$ m³ anuales, lo que equivale al 0,05 % de producción total de agua residual. *Barrera menor.*
- La obtención de conexiones de red puede llevar tres años y medio, lo cual podría ralentizar el ritmo de desarrollo. Esta barrera ha afectado también al desarrollo de las energías renovables. *Barrera moderada.*

Habilidades y cadena de suministro

- Reino Unido tiene una industria de servicios de perforación *offshore* muy extensa, aunque muy escasa *onshore*. Esto supone que los costes de perforación *onshore* serían mucho más caros que en Estados Unidos, aunque los precios de mercado del gas también son mayores. El *shale gas* representa una oportunidad para desarrollar la industria de servicios de perforación *onshore* en Reino Unido, con el consiguiente potencial para exportarlo al resto de Europa. *Barrera menor.*
- A pesar de los altos sueldos y de la antigüedad de la actividad, el mayor reto *offshore* sigue siendo encontrar las habilidades correctas. A pesar de que muchos trabajos que se requieren *onshore* no son demasiado habilidosos, el reclutamiento de personal cualificado adecuadamente será un gran reto para la creación de la industria de *shale gas* en Reino Unido. *Barrera moderada.*

Financiación

- El régimen de impuestos para la producción de *shale gas* requerirá alcanzar un balance adecuado entre generar ingresos significativos para la tesorería y fomentar la producción. El régimen actual, con un ratio de impuestos del 62 % y el permiso de explotación de un campo de *shale gas* que genere beneficios medios, parece ser razonable. *No supone una barrera.*

- Los beneficios de la comunidad también son importantes, especialmente cuando los dueños del terreno no son dueños de los derechos minerales para el gas. Asegurar a la población local y a las autoridades locales un beneficio financiero proveniente del desarrollo del *shale gas* es una parte crítica a la hora de asegurar que la producción vaya hacia adelante. Las nuevas propuestas del gobierno logran un beneficio de comunidad adecuado. *Barrera menor.*

Regulación

- Será importante asegurar que la responsabilidad de los pozos abandonados recaiga en un cuerpo adecuado. En el régimen regulatorio actual este aspecto ya tienen mucho peso. *No supone una barrera.*
- Los pozos perforados horizontalmente pasarán por debajo de terrenos de otros propietarios, lo que puede presentar riesgo de reivindicación de allanamiento. La nueva propuesta del gobierno (actualmente bajo consulta) sobre los derechos de acceso al terreno para perforar pozos de shale gas y geotérmicos eliminan estos posibles riesgos. *No supone una barrera.*
- Se necesita más exploración para evaluar el tamaño y la calidad de los recursos de *shale gas* en Reino Unido. La decimocuarta ronda de otorgación de licencias *onshore* abrirá nuevas áreas a la exploración y permitirá a nuevos operario poder pujar, aunque ha sido retrasada varios años. *Barrera moderada.*
- **El régimen de planificación y permisión es complejo.** Se necesitan aprobaciones de cuatro agencias y dos consultas públicas para perforar y fracturar un pozo exploratorio. También hay cierta incertidumbre sobre la evaluación del impacto medioambiental necesaria. Cada agencia emite su propia guía para las operaciones de *shale gas*. Todavía no existe un documento de guía único que fije el proceso entero de permisión y planificación. ***Barrera importante.***

Reputación

- La densidad de población de Reino Unido es 7,5 veces la de Estados Unidos, siendo en Lancashire aproximadamente 4 veces más densa que en Pennsylvania. Sin embargo, el 80 % de la población en Reino Unido vive en menos del 7 % de la tierra, dejando grandes áreas con población dispersa. En ciertas partes de

Estados Unidos, el desarrollo del *shale gas* ha tenido lugar en áreas suburbanas. La alta densidad de población de Reino Unido no ha impedido desarrollar 3741 aerogeneradores *onshore*, por lo que 100 plataformas de pozos (*well pads*) de dos hectáreas cada uno solo cubrirían 2 km² en total, dispersas en diferentes áreas. *Barrera menor.*

- Las operaciones realizadas han creado obstáculos de confianza, por lo que se necesitan perforaciones y fracturaciones exitosas para mejorar la confianza pública, muy necesaria para el desarrollo del *shale gas*. *Barrera Moderada.*
- La industria del *shale gas* necesita una “licencia social” para operar. La opinión pública en Reino Unido está mejorando, y aproximadamente el 50 % de los residentes de Blackpool, Fylde y West Lancashire apoyan la continuación de operaciones exploratorias de *shale gas* en la región. Sin embargo, todavía permanecen muchas preocupaciones, con el 60 % de la población asociando el *shale gas* a los terremotos. Las labores explicativas llevadas a cabo por las principales compañías del sector y la UOGO sobre cómo se llevan a cabo las actividades y las medidas de protección empleadas están siendo muy productivas en la aceptación social. *Barrera moderada.*

Recomendaciones

El desarrollo del *shale gas* en Reino Unido será un proceso en dos etapas. La exploración debe continuar para poder determinar de forma más precisa los recursos recuperables. Una vez hayan concluido con éxito las operaciones de exploración y evaluación, podremos comenzar con la etapa de producción. Ambas etapas requerirán la asociación de empresas para superar las barreras.

Superar el obstáculo de la exploración

R1- Proporcionar una guía para aclarar el proceso de planificación para los pozos exploratorios. La guía debería aclarar dos puntos en particular:

- La evaluación de impacto medioambiental no es necesario en aplicaciones para perforar pozos verticales u horizontales, mientras que sí es necesaria en aplicaciones de fracturación hidráulica.

- Las operaciones subsuperficiales deberían aprobarse por entidades nacionales (DECC) de forma que la autoridad de planificación mineral se concentre en las operaciones superficiales una vez aprobadas las operaciones subsuperficiales.

R2- Lanzar la decimocuarta ronda otorgación de licencias lo antes posible. La última ronda de otorgación de licencias *onshore* tuvo lugar en Febrero de 2008. La decimocuarta ronda permitiría nueva exploración y evaluación más profunda de los recursos de *shale gas* en Reino Unido.

Desarrollo de la industria del shale gas

R3- Establecer un marco financiero que beneficie a las comunidades y fomente un desarrollo económico más amplio. Tienen especial importancia tres aspectos:

- El mecanismo de beneficio de un 1 % sobre los ingresos que proporciona un pozo, combinado con el pago de los operadores de 20 000 £ por pozo perforado anunciado recientemente supone un sistema muy favorable para que las autoridades locales fomenten el desarrollo del *shale gas*.
- Debería fijarse un esquema más detallado de beneficios de comunidad.

R4- Asegurar que el régimen de planificación y permisión facilita la producción:

- Declaración de política nacional para la extracción de petróleo y gas *onshore*, de forma que el DECC pueda aprobar las operaciones subsuperficiales (tanto de exploración como de producción) sin reemplazar el papel de la Autoridad Local de Planificación de Minerales.
- La planificación y permisión deben cubrir todas aquellas actividades realizadas en una plataforma de pozos, no individualmente en cada pozo.
- Los operarios deben tener la opción de solicitar la aprobación de planificación y permisión de varias plataformas de pozo a la vez.

R5- Realizar las operaciones de forma transparente. Cada plataforma de pozos necesita disponer de una descripción completa de las sustancias químicas utilizadas en el fluido de fracturación, así como otros datos de operación como los desplazamientos de los camiones y el uso de agua. Además, debería fijarse un registro para proporcionar datos transparentes de los beneficios de comunidad proporcionados por cada desarrollo.

R6- Proporcionar habilidades y oportunidades de cadena de suministro. El gobierno debe trabajar con la industria para desarrollar un plan de acción de habilidades. Sería provechoso un directorio de universidades y otros proveedores de cursos relevantes a la producción de hidrocarburos. También sería muy recomendable desarrollar una herramienta que permita la planificación de la cadena de suministro a tiempo real a partir de los proyectos que vayan desarrollándose. Esta herramienta ya existe para proyectos *offshore* (Proyecto Pathfinder). Además, la industria debe emplear suministradores locales siempre que sea posible y comercial.

R7- Proporcionar liderazgo de gobierno:

- La nueva oficina de petróleo y gas no convencional (*Office for Unconventional Gas and Oil, OUGO*) debería reunir las distintas guías de planificación y permisión en un único documento, fijando el proceso completo desde la concesión de permisos de exploración hasta las actividades de producción. Este documento debería incluir también los tiempos estimados para cada etapa.
- OUGO debería tomar el liderazgo en la proposición de medidas para reducir el tiempo necesario para obtener conexiones de red.
- OUGO debería juntar a las partes interesadas del gobierno y de la industria en una misma entidad que proporcione un fuerte liderazgo y asociación. (En la industria *offshore* se creó una entidad similar denominada PILOT).

R8- Desarrollar un portal online de *shale gas*. Esto podría ser útil para fijar un único portal en el que estén disponibles todos los detalles de los impactos y beneficios del desarrollo del *shale gas*, así como datos de operaciones de producción, perforación, y de oportunidades en la cadena de suministro.

7. SHALE GAS EN ESPAÑA

7.1 Situación de la exploración en España

Recursos en España

España no es ajena al interés por los recursos no convencionales de gas natural. Aunque en principio no presenta un potencial comparable al de países como Polonia o Francia, el potencial español es más que interesante para un país que importa prácticamente el 99 % de sus hidrocarburos, con elevado coste de la energía y casi seis millones de parados. El desarrollo de esta industria supondría un gran número de empleos en un momento en el que la tasa de paro es altísima. Otro motivo económico de dicho interés podría ser el alto precio que se paga en España por la energía, con un precio del gas para calefacción tres veces mayor que en Estados Unidos. Además, el gobierno se ha mostrado a favor de las exploraciones en busca de gas a pesar de la oposición de las Comunidades Autónomas y Ayuntamientos. El ministro de industria y energía, Juan Manuel Soria defiende el *fracking* como una “revolución”.

Aumento de los permisos: de momento, entre el Gobierno central y las comunidades autónomas se han aprobado alrededor de 70 permisos de exploración y otros 60 están pendientes de resolución. Solo en los últimos cinco años, el número de licencias se ha incrementado un 50 %, siendo la mayoría para *shale gas*. La Figura 52 muestra el mapa de España con la localización de los permisos y concesiones otorgadas.

Sin embargo, cabe destacar que España se encuentra en una fase exploratoria muy prematura, por lo que será necesaria mucha actividad exploratoria para poder demostrar la cantidad de recursos no convencionales técnicamente recuperables. Las principales áreas prospectivas se localizan en las cuencas Vasco-Cantábrica, Pirenaica, Ebro, Guadalquivir y Bética.

Hasta el momento, la obtención de permisos exploratorios, autorizaciones administrativas, tanto a nivel central, como autonómico y local, junto con la compleja normativa medioambiental, con campos de actuación no bien delimitados entre las diferentes administraciones, están frenado la actividad de exploración en España de todos los hidrocarburos, convencionales y no convencionales.

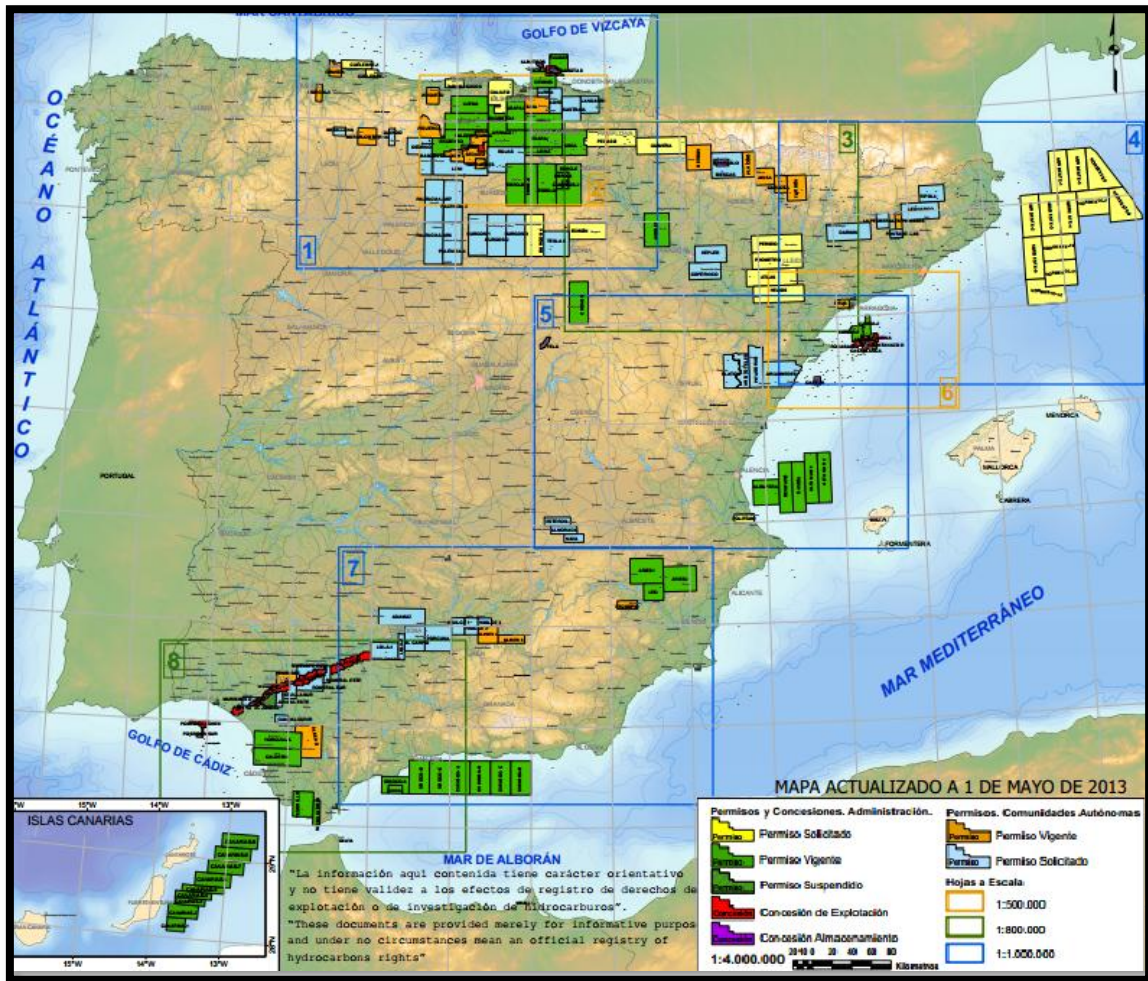


Figura 52: Mapa de permisos y concesiones de hidrocarburos.

Los potenciales objetivos identificados y sobre los cuales se está comenzando a desarrollar trabajos de investigación son fundamentalmente aquellas formaciones geológicas que tradicionalmente eran investigadas por su interés como potenciales rocas madre, generadoras de hidrocarburos.

Son varias las compañías involucradas en el desarrollo de proyectos de *shale gas* en España, habiéndose comprometido a un denso programa de investigación y prospección de hidrocarburos con el objetivo de valorar el potencial existente. Las empresas energéticas extranjeras están mostrando cada vez más interés en obtener permisos para explorar y perforar en España con la esperanza de lograr capitalizar los estudios geológicos que indican que el país tiene una cantidad de gas natural considerable.

A pesar del interés de las compañías, toda la actividad exploratoria está prácticamente parada debido a las dificultades de obtención de los respectivos permisos y autorizaciones. La cuenca cantábrica se ha convertido en una zona de alto interés para la exploración de recursos no convencionales. Se ha otorgado los permisos exploratorios: Luena, Arquetu, Urraca, Enara, Mirúa, Usapal y Usoa.

El ministerio de Agricultura tiene todavía que dar luz verde a los proyectos pendientes tras estudiar sus efectos medioambientales. BNK Petroleum está cerca de concluir sus estudios en siete pozos cerca de Burgos, y según su portavoz, los primeros trabajos tardarán al menos un año. Heyco, con sede en Dallas, lleva negociando desde 2006 con las autoridades del País Vasco para comenzar las perforaciones.

Sin embargo, se están organizando movimientos sociales en contra del uso de la técnica del *fracking* por miedo a sus impactos potenciales sobre la salud humana y el medio ambiente. Una de las iniciativas más relevantes es la de los “Municipios Libres de Fracking” que reúne a decenas de localidades de Araba, Gipuzkoa, Bizkaia, Burgos, Soria o Cantabria. Estos movimientos han logrado que se paralicen algunos de los permisos de investigación solicitados o concedidos.

Cabe resaltar el Anteproyecto de Ley recientemente presentado por el Gobierno de Cantabria en el Parlamento Autonómico para prohibir la técnica de fracturación hidráulica en su territorio, tanto en labores de exploración como de explotación. Según han declarado los responsables del Gobierno, se trata de una prohibición hasta que se demuestre que esta técnica no reviste ningún peligro para la salud humana ni para el medioambiente.

7.2 Marco regulatorio

Marco regulatorio en la Unión Europea

Directiva 94/22/CE del Parlamento Europeo (30 de mayo de 1994) sobre las condiciones para la concesión y el ejercicio de las autorizaciones de prospección, exploración y producción de hidrocarburos. Garantiza el acceso no discriminatorio para las actividades de investigación y explotación de hidrocarburos.

Los Estados miembros gozan de derechos exclusivos sobre los recursos de hidrocarburos situados en su territorio. Corresponde a cada Estado miembro determinar

los espacios geográficos donde pueden ejercerse los derechos de prospección, exploración o producción de hidrocarburos, y autorizar a las entidades a ejercer estos derechos.

La Directiva establece que la delimitación de las zonas geográficas cubiertas por una autorización, así como la duración de la misma, deben determinarse proporcionalmente a lo que está justificado para el mejor ejercicio posible de las actividades, desde un punto de vista tanto económico como técnico.

Los procedimientos de concesión de las autorizaciones deben establecerse de forma transparente sobre la base de criterios relativos a las capacidades técnicas y financieras de las entidades, al modo en que piensan proceder a la prospección, a la exploración y/o a la producción de la zona geográfica en cuestión, y al precio que la entidad está dispuesta a pagar para obtener la autorización, si la autorización se pone a la venta.

Los Estados miembros conservan, sin embargo, el derecho a someter el acceso a estas actividades y su ejercicio a consideraciones de seguridad nacional, orden público, salud pública, seguridad del transporte, protección del medio ambiente, protección de los recursos biológicos, administración planificada de los recursos de hidrocarburos o incluso al pago de una contrapartida financiera o en hidrocarburos.

Directiva 2004/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 31 de marzo de 2004, sobre la coordinación de los procedimientos de adjudicación de contratos en los sectores del agua, de la energía, de los transportes y de los servicios postales.

La presente Directiva responde a la necesidad de garantizar una verdadera apertura del mercado y un justo equilibrio en la aplicación de las normas de adjudicación de contratos en los sectores del agua, energía, transportes y servicios postales. Intenta preservar la igualdad de tratamiento entre las entidades adjudicadoras del sector público y del sector privado.

La combinación de ambas normativas tiene por objeto la creación un núcleo normativo para el refuerzo de la integración de mercado interior de la energía, la promoción de una mayor competencia y el aumento la seguridad del suministro.

Directiva 1992/104/CEE del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de septiembre de 2009 relativa a las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores en el trabajo de los equipos de trabajo

Directiva 2006/21/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de marzo de 2006, sobre la gestión de los residuos de industrias extractivas.

Legislación sobre protección del medio natural

- **Directiva 85/337/CEE del Consejo, de 27 de junio de 1985, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente, comúnmente denominada Directiva EIA** (Directiva de Impacto Ambiental) que supedita la autorización de determinados proyectos con una influencia física en el medio ambiente, a una evaluación que deberá llevar a cabo la autoridad nacional competente con el objeto de determinar los efectos directos e indirectos de los proyectos en los siguientes elementos: el ser humano, la fauna, la flora, el suelo, el aire, el clima, el paisaje, los bienes materiales y el patrimonio cultura, así como la interacción entre estos elementos.
- **Directiva 2001/42/CE, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, denominada Directiva EAE** sobre “*evaluación ambiental estratégica*”, tiene por objeto completar la Directiva EIA, en lo que se refiere a planes y programas públicos.
- **Directiva 92/43/CEE del Consejo de 21 de mayo de 1992 relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y la flora silvestres, denominada “Directiva Hábitats”.** En estas zonas, los Estados miembros adoptan todas las medidas necesarias para garantizar la conservación de los hábitats y evitar su deterioro y las alteraciones significativas que afecten a las especies.
- **Directiva 2002/49/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de junio de 2002, sobre evaluación y gestión del ruido ambiental** que tiene por objeto combatir el ruido que percibe la población.

Legislación en materia de aguas

- **Directiva 2000/60/CE** por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política **de protección y gestión de aguas**. Deben adoptar planes de gestión y programas de medidas adaptados a cada masa de agua para prevenir el

deterioro, mejorar y restaurar el estado de las masas de agua superficiales, lograr que estén en buen estado químico y ecológico a más tardar a finales de 2015, y reducir la contaminación debida a los vertidos y emisiones de sustancias peligrosas, proteger, mejorar y restaurar la situación de las aguas subterráneas, prevenir su contaminación y deterioro y garantizar un equilibrio entre su captación y su renovación y preservar las zonas protegidas.

- **Directiva 2006/118/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la protección de las aguas subterráneas** contra la contaminación y el deterioro. Su objetivo es prevenir y luchar contra la contaminación de las aguas subterráneas estableciendo a estos efectos criterios para evaluar el estado químico de las aguas, criterios para determinar tendencias al aumento de concentraciones de contaminantes en las aguas subterráneas y definir puntos de partida de inversión de dichas tendencias.

Legislación en materia de químicos

Tiene especial relevancia debido a la polémica sobre la naturaleza de los aditivos empleados en los fluidos de fracturación y la confidencialidad de las empresas al respecto.

- **Reglamento (CE) nº 1907/2006 relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos.** Este reglamento conocido como “*REACH*”, creó un sistema integrado de registro, evaluación, autorización y restricción de sustancias y preparados químicos, obligando a las empresas que fabrican e importan sustancias y preparados químicos a evaluar los riesgos derivados de su utilización y a adoptar las medidas necesarias para gestionar cualquier riesgo identificado.
- **Directiva 98/8/CE relativa a la comercialización de biocidas:** establece un marco normativo para la comercialización de los biocidas a fin de garantizar un nivel elevado de protección para los seres humanos y el medio ambiente. Regula la autorización y comercialización de biocidas en los Estados miembros, el reconocimiento mutuo de autorizaciones dentro de la Comunidad y la elaboración de una lista de alcance comunitario de sustancias activas que pueden utilizarse en los biocidas.

Normativa sobre seguridad industrial y responsabilidad ambiental

- **Directiva 96/82/CE relativa al control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas:** tiene por objetivo identificar las zonas industriales con riesgos, obligando a los operarios a adoptar todas las medidas necesarias para la prevención de accidentes graves y la limitación de sus consecuencias para las personas y el medio ambiente; y a demostrar, en cualquier momento, a la autoridad competente que ha tomado todas las medidas necesarias previstas por la directiva. Asimismo, deberán elaborar un plan de emergencia interno y facilitar a las autoridades competentes los elementos necesarios para la elaboración de un plan externo.
- **Directiva 2004/35/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004, sobre responsabilidad medioambiental** en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales, representa el primer texto legislativo comunitario con el principio de «quien contamina, paga» como uno de sus objetivos principales, estableciendo un marco común de responsabilidad con el fin de prevenir y reparar los daños causados a los animales, las plantas, los hábitats naturales y los recursos hídricos, así como los daños que afectan a los suelos. Cuando se produzca un daño, la autoridad competente podrá:
 - Obligar al operador interesado a adoptar las medidas de reparación necesarias basándose en las normas y principios que figuran en la directiva
 - Adoptar ella misma dichas medidas y recuperar más tarde los gastos consiguientes. Cuando se hayan producido varios casos de daños ambientales, la autoridad competente podrá fijar las prioridades de reparación de los daños.

Marco regulatorio en España

Régimen regulatorio sectorial

Ley 34/1998 del 7 de octubre, del sector de hidrocarburos: esta normativa establece la regulación del sector desde la exploración y producción (E&P) hasta el refino y distribución de hidrocarburos, cumpliendo con los requisitos de la Directiva 94/22/CE del Parlamento Europeo nombrado anteriormente.

La Ley del sector de hidrocarburos establece el dominio público de los hidrocarburos en su título II relativo a la exploración, investigación y la explotación de hidrocarburos. Esto significa que no se pueden transmitir, embargar, ni pueden verse afectados por la prescripción; además de destinarse obligatoriamente al uso o servicio público. En consecuencia, su investigación y explotación requiere el previo otorgamiento de:

- Permiso de investigación (PIH): facultan a su titular exclusividad para investigar en la superficie otorgada la existencia de hidrocarburos y de almacenamientos subterráneos de gas, así como derecho a obtener concesiones de explotación derivadas
- Concesión de explotación de hidrocarburos: facultan a su titular para realizar el aprovechamiento de los recursos descubiertos, así como de proseguir los trabajos de investigación en el área otorgada.

La autorización de los trabajos en el sector de E&P es un proceso que consta de dos fases. En la primera, se otorga el título de dominio público que reconoce al promotor exclusividad para el aprovechamiento de los recursos. En la segunda fase, es necesaria una autorización específica de cada trabajo concreto como puede ser el caso de una campaña sísmica o un sondeo.

La Ley del Sector de Hidrocarburos establece que las comunidades autónomas son las competentes para el otorgamiento de PIH exclusivamente en su ámbito territorial, mientras que la Administración General del Estado es responsable de los PIH que abarquen superficies de dos o más comunidades autónomas o que se ubiquen parcial o totalmente en medio marino. En cuanto a las Concesiones de Explotación, en todos los casos recae sobre la Administración General del Estado.

Normativa ambiental

El texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008 de 11 de enero, refunde las normativas anteriores de la transposición de las Directivas de EIA y suponen el marco básico de la protección ambiental de los proyectos relacionados con la explotación del *shale gas*. Las comunidades autónomas tienen capacidad para desarrollar sus propios procedimientos de la directiva EIA pero en el marco del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de Proyectos (TLEIAP).

El TRLEIAP establece dos grupos de proyectos:

- Los contemplados en el Anexo I de dicho texto: sometidos directamente a Evaluación de Impacto Ambiental
- Los contemplados en el Anexo II: el órgano ambiental debe determinar si se someten al mismo procedimiento que los anteriores o si bien se realiza una evaluación abreviada.

Para los proyectos de extracción de petróleo y gas natural con fines comerciales, cuando su producción extraída sea superior a 500 toneladas/día de petróleo y a 500 000 m³/día de gas se considerarán proyectos del Anexo I. Las perforaciones petrolíferas y aquellos proyectos que no estén incluidos en el Anexo I ni II cuando así lo requiera la normativa autonómica, se encuentran dentro del Anexo II.

En cuanto al marco de competencia, podemos distinguir dos casos:

- En el caso de que los PIH sean competencia de la Administración General del Estado (sobre más de una Comunidad Autónoma), el órgano ambiental competente de los proyectos será el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA).
- Si por el contrario los proyectos son competencia de las administraciones autonómicas, será competente el órgano ambiental que determine dicha Administración de acuerdo con su procedimiento específico, en desarrollo de la TREIAP.

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

El procedimiento de evaluación para los proyectos del Anexo II comienza con la presentación de un documento ambiental con un contenido similar al documento inicial si bien ya se incluye una batería de medidas preventivas y paliativas así como un

programa de vigilancia ambiental. Sobre este documento ambiental, el órgano ambiental decide si el impacto del proyecto justifica su tramitación como proyecto del Anexo I o si bien, las medidas contempladas por el promotor son suficientes para la adecuada protección del medio ambiente, situación que implica la finalización del procedimiento.

Otra normativa relevante es la referente a actividades IPPC (*Integrated Pollution Prevention and Control*), es decir, aquellas que se encuentran en el ámbito de aplicación de la **Ley 16/2002 de prevención y control integrados de la contaminación**, deben obtener la correspondiente Autorización Ambiental Integrada (AAI) otorgada por el órgano competente de la Comunidad Autónoma. La AAI aglutina diversas autorizaciones que las empresas tienen que solicitar por separado, entre las más comunes:

- autorización de producción y gestión de residuos
- autorización de vertidos a las aguas continentales
- autorización de vertidos desde tierra al mar

El Texto Refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, además de establecer el carácter de bien de dominio público de las aguas continentales, superficiales y subterráneas; establecen las normas de funcionamiento de los “organismos de cuenca” que son las entidades encargadas de la elaboración de los planes hidrológicos de las cuencas intracomunitarias como autoridad especializada, descentralizada y participante en la planificación y gestión del agua. Estas asumen funciones de otorgamiento de autorizaciones y concesiones referentes al dominio público hidráulico, salvo las relativas a las obras y actuaciones de interés general del Estado y la inspección y vigilancia del cumplimiento de las condiciones de las concesiones y autorizaciones relativas al dominio público hidráulico.

Real Decreto, 1514/2009, del 2 de octubre, por el que se regula la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro. Mediante este real decreto, que tiene como principales objetivos prevenir o limitar la contaminación de las aguas subterráneas y establecer los criterios y los procedimientos para evaluar su estado químico, se incorpora al **ordenamiento interno la Directiva 2006/118/CE, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro**. Asimismo, se incorporan los apartados 2.3, 2.4 y 2.5

del anexo V de la Directiva 2000/60/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario en el ámbito de la política de aguas. Además de las disposiciones relativas al estado químico de las aguas subterráneas, este real decreto establece las medidas para determinar e invertir las tendencias significativas y sostenidas al aumento de las concentraciones de contaminantes y para prevenir o limitar las entradas de contaminantes en las aguas subterráneas.

Seguridad y calidad Industrial

El objetivo de la Seguridad Industrial es la prevención y limitación de riesgos, así como la protección contra accidentes y siniestros capaces de producir daños o perjuicios a las personas, los bienes o al medio ambiente, derivados de la actividad industrial o de la utilización, funcionamiento y mantenimiento de las instalaciones o equipos y de la producción, uso o consumo, almacenamiento o desecho de los productos industriales.

La legislación básica a este respecto es la recogida en la **Ley 21/1992 de Industria, de 16 de julio, modificada parcialmente por la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, y el Real Decreto 1715/2010, de 17 de diciembre**, donde se aprueba el Reglamento de la Infraestructura de la Calidad y la Seguridad Industrial por el que han de regirse los agentes, públicos o privados, que constituyen esa infraestructura. Se designa a la Entidad Nacional de Acreditación (ENAC) como organismo nacional de acreditación.

El papel de la Administración Local

En lo que a la explotación de gas no convencional se refiere, las competencias municipales se centran en la ordenación del territorio y en la protección del medio ambiente. Fundamentalmente se derivan de dos normas básicas: **la Ley 7/1985, de 2 de abril, Reguladora de Bases del Régimen Local**, cuyo artículo 25 viene a relacionar cuáles son las competencias que pueden ejercer los municipios, si bien, en los términos de la legislación del Estado y de las comunidades autónomas; y **la Ley 14/1986, de 25 de abril, General de Sanidad**.

La legislación municipal suele exigir dos tipos de autorizaciones: la licencia de actividad y la licencia de obra. La primera suele estar limitada a determinadas actividades clasificadas, como las extractivas. Tiene como objeto controlar el buen uso

de las actividades reguladas por las ordenanzas y que se desarrollan en las diferentes ubicaciones, minimizando el impacto ambiental y evitando el perjuicio a terceros.

Una vez concedida la licencia de actividad, los ayuntamientos pueden emitir la procedente licencia de obra. Finalizados los trabajos y tras la realización de las inspecciones in situ por técnicos municipales que verifican que la instalación se ajusta al proyecto aprobado y a las medidas correctoras impuestas, se procede a la emisión de la licencia de apertura con la que puede empezar la explotación.

La **Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido**, establecen unos límites de vibraciones y ruidos según las características de estos y de la ubicación. Respecto de la ordenación del territorio, competencia municipal por excelencia, implica la formación del planeamiento (planes generales de ordenación urbana, normas complementarias, planes especiales, planes parciales), la gestión urbanística y finalmente la disciplina urbanística.

Por lo tanto, los términos municipales tienen capacidad para determinar qué usos pueden llevarse a cabo en cada área, así como capacidad de control por medio del ejercicio de las facultades de concesión, suspensión y anulación de licencias y las correspondientes inspecciones, aunque siempre en el marco de la legislación autonómica. En este sentido, cabe señalar aquí que la Ley del Sector de Hidrocarburos establece que las restricciones previstas en los instrumentos de ordenación o planificación del territorio que afecten a las actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos no podrán tener carácter genérico y deberán estar motivadas.

Novedades en la normativa aplicable al *shale gas* en España

El 20 de Noviembre de 2013, el Congreso de los Diputados dio luz verde a la Ley de Evaluación Ambiental, en la que se establecían algunas novedades como:

- Por primera vez se someten a evaluación ambiental todos los proyectos que requieren fracturación hidráulica.
- Establece una legislación homogénea en todo el territorio nacional. Simplificando y agilizando trámites.

- Incorpora un gran acuerdo alcanzado entre las cinco comunidades autónomas de las cuencas del Tajo, del Segura y del Júcar.
- Destaca con novedad el establecimiento de sanciones al “bunkering” mediante fondeo permanente de buques-tanque y los rellenos no permitidos.

Con la nueva ley, coherente con las tendencias regulatorias de la Unión Europea, se unifica en un solo cuerpo legal las leyes de evaluación ambiental estratégica y de evaluación de impacto ambiental al emplear un esquema similar para ambos y homogeneizar su terminología.

Además, se concentran los esfuerzos en los proyectos en los que se prevean impactos medioambientales más significativos, al tiempo que se configura una evaluación más ágil y menos costosa en el caso de los proyectos de menor incidencia ambiental.

Se fija como norma la obligación de someter a evaluación ambiental los proyectos que requieran la utilización de técnicas de fracturación hidráulica.

Gran acuerdo “Agua” con las 5 comunidades autónomas. El acuerdo entre las 5 comunidades autónomas de las cuencas del Tajo, del Segura y del Júcar permitirá culminar la planificación hidrológica con el máximo consenso en estos tres grandes ríos, así como estabilizar el trasvase Tajo-Segura. Aspectos importantes del acuerdo:

- Establece una reserva de 400 hectómetros cúbicos en los embalses de cabecera, por debajo de la cual no se autorizan trasvases.
- Se establecen modificaciones en el régimen sancionador regulado por la Ley del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. Así, se sancionarán infracciones como el “bunkering” mediante el fondeo permanente de buques-tanque o los vertidos de materiales para rellenos no permitidos.

Conclusiones relativas al marco regulatorio

Aunque la perforación horizontal y la fracturación hidráulica son técnicas utilizadas en la industria petrolera desde tiempo atrás, su aplicación al gas no convencional puede considerarse como un desarrollo reciente y, en el caso Europeo, se percibe como una tecnología pionera que deberá demostrar en los próximos años su viabilidad técnica y económica. Como suele ser habitual, la tecnología va por delante de los desarrollos

administrativos que deberán evolucionar para adaptarse a los cambios que, sin duda, se producirán en la exploración y producción en Europa.

No obstante, tampoco sería adecuado afirmar que no existe un marco regulatorio para el gas no convencional. Más bien al contrario, existe un vasto cuerpo dispositivo que resulta de aplicación a esta tecnología, si bien con carácter horizontal. Este es el caso, por ejemplo, de la normativa en materia de aguas, de evaluación de impacto ambiental o de seguridad industrial.

Teniendo en cuenta la fase preliminar en que se encuentran las prospecciones en nuestro país, podría afirmarse que la legislación actual puede ser suficiente en el corto plazo. No obstante, si nos trasladamos a un horizonte temporal más amplio con vistas a una hipotética explotación comercial, será necesaria una revisión de la normativa nacional para afrontar diversos retos regulatorios:

- Agilización en la tramitación administrativa de los permisos y licencias necesarios, pasando de un esquema actual basado en la evaluación caso por caso a otro que se adapte mejor a la explotación de gas no convencional, donde se requiere la perforación de gran número de sondeos de manera sistemática y repetitiva y donde, además, existe cierta flexibilidad en la elección de emplazamientos.
- En línea con lo anterior, se deberá reforzar el papel de las comprobaciones posteriores frente al papel de la autorización administrativa previa que no obstante, es una herramienta muy útil para garantizar la seguridad de las personas y del medio ambiente.
- Se deberán desarrollar normativas específicas para regular aquellos aspectos que por su especificidad no estén cubiertos por otras normativas horizontales. Un análisis a nivel comunitario puede ser el más adecuado para conseguir el objetivo de “*legislar mejor*” y alcanzar así el intercambio de mejores prácticas en las políticas de planificación; la eliminación del exceso de cargas administrativas en la expedición de permisos; la facilitación de las actividades de exploración; la promoción del desarrollo sostenible en la ampliación de los yacimientos de extracción, y la protección de los yacimientos minerales.
- Se deberían explorar fórmulas para reforzar el incentivo local de estas actividades, no solo a través de la propia responsabilidad social de las compañías

sino mediante esquemas impositivos que aseguren la adecuación de los retornos económicos al ámbito de generación de los impactos.

Por otra parte, los importantes beneficios que la explotación de gas no convencional ha supuesto en EEUU en términos de empleo y actividad económica, justifican por sí mismo la necesidad de permitir a esta industria su desarrollo en Europa. No obstante, dicho desarrollo deberá realizarse sin perjudicar los intereses de los ciudadanos que viven en los lugares potencialmente afectados. Por lo tanto el desarrollo, implementación y verificación del cumplimiento de un estricto marco normativo como el ya presente es particularmente relevante.

Es también muy importante evitar que la administración sea percibida por la industria como un elemento retardador de los proyectos, dando lugar al más que frecuente incumplimiento de los plazos que la propia legislación marca.

7.3 Régimen fiscal

Factor de Agotamiento

En el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, se recoge el régimen fiscal de la investigación y explotación de hidrocarburos.

Artículo 102. Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos: factor de agotamiento: las sociedades cuyo objeto social sea exclusivamente la exploración, investigación y explotación de yacimientos y de almacenamientos subterráneos de hidrocarburos naturales, licuados o gaseosos en territorio español tendrán derecho a una reducción en su base imponible, en concepto de factor de agotamiento, que podrá ser, a elección de la entidad, cualquiera de las dos siguientes:

- a) El 25 % del importe de la contraprestación por la venta de hidrocarburos con el límite del 50 % de la base imponible previa a esta reducción.
- b) El 40 % de la cuantía de la base imponible previa a esta reducción.

Artículo 103. Factor de agotamiento: requisitos:

1. Las cantidades que redujeron la base imponible en concepto de factor de agotamiento deberán invertirse por el concesionario en las actividades de exploración, investigación y explotación de yacimientos o de almacenamientos subterráneos de hidrocarburos que desarrolle en el territorio, así como en el abandono de campos y en el desmantelamiento de plataformas marinas, en el plazo de 10 años contados desde la conclusión del período impositivo en el que se reduzca la base imponible en concepto de agotamiento. La misma consideración tendrán las actividades de exploración, investigación y explotación realizadas en los cuatro años anteriores al primer período impositivo en que se reduzca la base imponible en concepto de agotamiento.

2. En cada período impositivo deberán incrementarse las cuentas de reserva de la entidad en el importe que redujo la base imponible en concepto de factor de agotamiento.

3. Sólo podrá disponerse libremente de las reservas constituidas en cumplimiento del apartado anterior, en la medida en que se vayan amortizando los bienes financiados con dichos fondos.

4. El sujeto pasivo deberá recoger en la memoria de los 10 ejercicios siguientes a aquel en el que se realizó la correspondiente reducción el importe de esta, las inversiones realizadas con cargo a esta y las amortizaciones realizadas, así como cualquier disminución en las cuentas de reservas que se incrementaron como consecuencia de lo previsto en el apartado 2 y el destino de aquélla.

5. Las inversiones financiadas por aplicación del factor agotamiento no podrán acogerse a las deducciones para incentivar la realización de determinadas actividades, previstas en el capítulo IV del título VI del Real Decreto Legislativo 4/2004.

Artículo 105. Titularidad compartida: en el caso de que varias sociedades tengan la titularidad compartida de un permiso de investigación o de una concesión de explotación, se atribuirán a cada una de las entidades copartícipes, los ingresos, gastos, rentas derivadas de la transmisión de elementos patrimoniales e inversiones, que le sean imputables, de acuerdo con su grado de participación.

Amortización de inversiones intangibles y gastos de investigación

Artículo 106. Amortización de inversiones intangibles y gastos de investigación. Compensación de bases imponibles negativas.

Los activos intangibles y gastos de naturaleza investigadora realizados en permisos y concesiones vigentes, caducados o extinguidos, se considerarán como activo intangible, desde el momento de su realización, y podrán amortizarse con una cuota anual máxima del 50 %. Se incluirán en este concepto los trabajos previos geológicos, geofísicos y sísmicos y las obras de acceso y preparación de terrenos así como los sondeos de exploración, evaluación y desarrollo y las operaciones de reacondicionamiento de pozos y conservación de yacimientos. No existirá período máximo de amortización de los activos intangibles y gastos de investigación.

Las entidades a que se refiere el artículo 102 de esta Ley compensarán las bases imponibles negativas mediante el procedimiento de reducir las bases imponibles de los ejercicios siguientes en un importe máximo anual del 50 % de cada una de aquéllas.

7.4 Posibles recomendaciones a aplicar en España en relación al régimen aplicable al *shale gas* de Reino Unido

Los regímenes regulatorios de España y Reino Unido son muy similares en cuanto a su complejidad y robustez. Ambos constan de numerosas entidades reguladoras que interfieren en el proceso de obtención de permisos de exploración, perforación y explotación, para garantizar así la seguridad de estas actividades en el ámbito medioambiental y social, minimizando el impacto que estas puedan ocasionar.

En cuanto al régimen fiscal aplicable a operaciones de *shale gas*, podemos encontrar mayores diferencias entre los presentes en España y Reino Unido. Como hemos descrito anteriormente, Reino Unido está desarrollando una serie de ayudas para fomentar la inversión en exploración de *shale gas*. España, sin embargo, sigue manteniendo el mismo régimen fiscal aplicable a todo tipo de hidrocarburos.

Como hemos podido apreciar al analizar el grado de desarrollo del *shale gas* en ambos países, Reino Unido se encuentra en una fase muchísimo más avanzada. Esto se debe al gran número de actividades exploratorias llevadas a cabo (sísmica, pozos exploratorios,

estudios geológicos profundos de los principales campos potenciales...), así como el desarrollo de regímenes regulatorio y fiscal exclusivos para actividades de *shale gas*.

A continuación analizaremos las principales diferencias entre el caso español y el británico, añadiendo recomendaciones que puedan aplicarse de este último en nuestro país.

Régimen fiscal

Recientemente, Reino Unido ha adoptaría decisiones para alcanzar un régimen de impuestos para el *shale gas* que:

- Fomente inversiones iniciales de exploración y el desarrollo del gas de lutita en Reino Unido
- Maximice la producción económica de las reservas de *shale gas* de Reino Unido
- Sea suficientemente flexible para adaptarse a la transición de la industria desde la fase de exploración a la de producción, pero a la vez suficiente estable para proporcionar seguridad a las compañías que están considerando invertir
- Emplee mecanismos existentes para aliviar lo máximo evitando añadir complejidad innecesaria al régimen *ring fence*

Entre estas medidas se encuentra la implantación de un sistema de desgravación fiscal de plataformas de pozo (*Pad allowance*) y la extensión del *Ring Fence Expenditure Supplement* para incentivar la inversión en proyectos de *shale gas* y apoyar el desarrollo de esta industria en Reino Unido.

Pad allowance: esta subvención opera de forma similar a las subvenciones de campo existentes, mediante la exención de cargos suplementarios de una porción de los beneficios. De esta forma, el ratio de impuestos efectivo sobre esa porción se reduciría del 62 % al 30 %. Además, el gobierno británico aceptó la posibilidad de que una compañía pueda transferirse a sí misma las subvenciones generadas en un lugar no exitoso a las generadas en lugares exitosos. Esto proporciona un mayor grado de seguridad a las compañías en cuanto al acceso a la subvención y por lo tanto logra de forma intencionada el efecto incentivo.

Cabe destacar que en España existe la subvención por factor de agotamiento. Sin embargo, ésta subvención se adapta mucho más al perfil de exploración y producción de

hidrocarburos convencionales. No tiene en cuenta la continua inversión en nuevos pozos de *shale gas*, ni la posibilidad de transferir las subvenciones de un campo no exitoso a otro productivo.

Ring Fence Expenditure Supplement: aumenta el valor de las pérdidas arrastradas en un periodo contable en un 10 % anual al siguiente periodo contable (6 % para periodos contables que empezaron antes del 1 de enero de 2012) y tiene una duración máxima de 6 años. Es una medida de amortización contable similar al de Amortización de inversiones intangibles y gastos de investigación presente en España, aunque tiene la particularidad del aumento del 10 % anual al siguiente periodo contable.

Sería conveniente estudiar el posible efecto de esta particularidad sobre la inversión. A simple vista parece un incentivo significativo para las compañías exploratorias.

Régimen regulatorio

El paquete de medidas que el gobierno ha introducido este año incluye:

1. Racionalización de los procesos de permisión para asegurar que agilicen el proceso y para crear un calendario definido que proporcione seguridad a la industria.
2. Publicación de nueva guía de planificación para aclarar el proceso a los desarrolladores (disponible en la página del DECC).

En el aspecto regulatorio, cabe destacar la nueva ley de derecho de acceso al terreno subterráneo lanzada recientemente por el gobierno. Esta ley elimina problemas con los que los operadores se han encontrado al atravesar terrenos de distintos dueños con los pozos horizontales. Esto impide a dichos dueños de terrenos subterráneos retrasar el desarrollo del proyecto, además de aportar un beneficio a la comunidad local a cambio del derecho de acceso.

Todos estos aspectos (racionalización de los procesos de permisión, guía de planificación que aclare el proceso y la ley de derecho de acceso al terreno) podrían llevarse a cabo sin ningún problema en España. Para ello es necesario también que existan entidades reguladoras (como en este caso el DECC) que apoyen y crean firmemente en el potencial de estos recursos de *shale gas*. En referencia a esto último, tampoco debemos olvidar que Reino Unido ha sido históricamente y continúa siendo uno de los grandes países explotadores de hidrocarburos.

Opinión pública

En España se están organizando movimientos sociales en contra del uso de la técnica del *fracking* por miedo a sus impactos potenciales sobre la salud humana y el medio ambiente. Una de las iniciativas más relevantes es la de los “Municipios Libres de Fracking” que reúne a decenas de localidades de Araba, Gipuzkoa, Bizkaia, Burgos, Soria o Cantabria. Estos movimientos han logrado que se paralicen algunos de los permisos de investigación solicitados o concedidos.

Cabe resaltar el Anteproyecto de Ley recientemente presentado por el Gobierno de Cantabria en el Parlamento Autonómico para prohibir la técnica de fracturación hidráulica en su territorio, tanto en labores de exploración como de explotación.

Estas campañas han deteriorado mucho la imagen de esta actividad. Una gran proporción de la población es contraria al desarrollo de esta industria sin saber si quiera en qué consiste la explotación de estos recursos no convencionales, las medidas de seguridad empleadas en las actividades de extracción o los grandes beneficios que pueden aportar a una economía actualmente muy afectada por la crisis.

A pesar del apoyo del gobierno a la exploración de shale gas, las comunidades autónomas como Cantabria y La Rioja han adoptado leyes para prohibir el uso de técnicas de fracturación hidráulica en sus territorios. En diciembre de 2013 se estableció una nueva ley medioambiental que incluía una evaluación obligatoria del impacto ambiental (EIA) para todos los proyectos de gas de lutita, incluyendo la exploración.

Son muy interesantes las medidas que está adoptando Reino Unido para intentar cambiar la opinión pública del *fracking*:

- La primera medida es la creación de una entidad reguladora de *shale gas*. La UOGO (*Unconventional Oil and Gas Office*), además de proponer medidas para el desarrollo de la industria y proporcionar ayuda a las compañías exploradoras, lleva a cabo labores de explicar a la sociedad los beneficios potenciales del *shale gas*, así como de las medidas de seguridad empleadas en la exploración y producción.

- Las principales compañías exploratorias también se han volcado en concienciar a la sociedad, debido a la gran proporción de ciudadanos que asocian el *fracking* a movimientos sísmicos.
- Por último, aunque los beneficios locales que puede proporcionar el desarrollo del *shale gas* no solucionen al completo la imagen negativa que tiene la sociedad, si ayudan significativamente a su desarrollo. Es el caso del sistema impuesto recientemente por el gobierno que asegura el beneficio de las comunidades locales por hospedar proyectos de *shale gas*, con los operadores proporcionando al menos 100 000 £ para las comunidades próximas a los pozos exploratorios fracturados y al menos un 1 % de los ingresos totales durante la producción.

El régimen regulatorio en España no proporciona beneficios suficientes a las comunidades locales. Habría que estudiar la posible implantación de un sistema de beneficios locales similar al de Reino Unido. Es preciso mencionar que en Estados Unidos los beneficios locales del desarrollo del *shale gas* han impulsado mucho el desarrollo de ésta industria.

8. REFERENCIAS

ANDREWS, I.J. (2013) The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation. British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change, London, UK

Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing Issued (June 2012).

HM TREASURY (diciembre 2013). Harnessing the potential of the UK's natural resources: a fiscal regime for shale gas

EDWARD WHITE, MIKE FELL, LOUISE SMITH, MATTHEW KEEP (enero 2014). Shale gas and fracking, Library House of Commons.

CÁMARA A., PENDÁS, F., (enero 2013). Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro; Colegio Superior de Ingenieros de Minas

DAVID HUGHES, J. (febrero 2013). Drill, Baby, Drill: Can unconventional fuels usher in a new era of energy abundance?

CORIN TAYLOR, DAN LEWIS, (2013). Getting shale gas working, Institute of directors (IoD).

ACIEP, GESSAL (marzo 2013). Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España.

DELOITTE (junio 2013). Potential Bowland Basin shale gas development: Economic and fiscal impacts

GABILOS SOFTWARE. Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades. Regímenes tributarios especiales: de investigación y explotación de hidrocarburos.

SCHLUMBERGER (agosto 2012). Successes in shale plays.

EIA, U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (junio 2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States

DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE (DECC), (mayo 2014). Underground Drilling Access.

SHALE GAS EUROPE. Shale gas and Europe

**ESTUDIO DE RENTABILIDAD DEL SHALE GAS EN EUROPA:
CUENCA BOWLAND-HODDER, REINO UNIDO**

DOCUMENTO II: ANÁLISIS ECONÓMICO

Rentabilidad del shale gas en Reino Unido: Cuenca Bowland Basin

A la hora de determinar la rentabilidad de un proyecto de shale gas, cabe destacar que los asuntos políticos, medioambientales y legales tendrán un papel muy importante en la trayectoria del desarrollo del shale gas en Reino Unido.

Sin embargo, los factores decisivos para que se desarrolle este recurso son los económicos. Por lo tanto, es preciso comenzar con un análisis de costes, incluyendo por supuesto los costes medioambientales.

Al no haberse realizado todavía ningún proyecto de producción de *shale gas* en Europa, la falta de datos de flujos de producción y costes de operación me ha llevado a realizar un estudio económico general del precio mínimo de gas (bajo dos escenarios) para que este tipo de proyectos sea rentable en Reino Unido.

Para analizar la rentabilidad de un proyecto de *shale gas* en la cuenca Bowland Basin, tomaré como referencia un estudio de la consultoría *Bloomerg Energy Finance* sobre dicha cuenca.

1. Costes del shale gas en Reino Unido

Existe mucha incertidumbre en relación a los costes de operación del shale gas y a los ratios de flujo esperados en la cuenca Bowland Basin. Sin embargo, se pueden realizar estimaciones de ambas variables basándonos en información análoga de Estados Unidos.

Analizando los aspectos económicos de un único emplazamiento de perforación o plataforma de perforación de múltiples pozos (*drilling pad*) se puede calcular el precio del gas relativo al umbral de rentabilidad del proyecto, que equivaldrá a aquel que cubra todos los costes y proporcione un beneficio adecuado tanto al operador como a los inversores.

Como en todas las evaluaciones de hidrocarburos, las principales variables que afectan a los costes unitarios de producción son los costes de perforación y completación (D&C, *Drilling and Completion*) así como los flujos de producción obtenidos.

Para este análisis económico asumiremos que los trabajos exploratorios ya se han realizado exitosamente demostrando la madurez de nuestro campo, y que por cada plataforma de perforación (*drilling pad*) se perforarán 6 pozos.

Para proceder al cálculo del precio del gas relativo al umbral de rentabilidad del proyecto consideraremos dos escenarios, uno favorable y otro menos favorable:

- Costes de perforación y completación de los pozos: en Estados Unidos, estos costes rondan los 4 M\$. En el escenario favorable, fijaremos unos costes de 8 M\$, el doble que los de los pozos norteamericanos debido a la disponibilidad limitada de servicios de perforación y fracturación en Europa. En el caso pesimista consideraremos que estos costes equivalen a 11 M\$, basándonos en los costes de las compañías de servicios en Polonia (Schlumberger).
- Adquisición del terreno y preparación del lugar: en el escenario más favorable estos costes equivalen a 2 M\$, mientras que en el desfavorable serán de 2,5 M\$.
- Producción: en el caso favorable, asumiremos 30 días con una producción inicial de 4,25 mcf diarios. Estos valores son análogos a los de los campos Marcellus y Eagle Ford en Estados Unidos. En cuanto al caso menos favorable, reduciremos la producción inicial a 210 mcf diarios durante 30 días, valores similares a los del campo Barnett Shale en Estados Unidos. A partir de los 30 días consideraremos un decline de la producción análoga a los campos de Estados Unidos.
- Etapas de fracturación: en el escenario optimista tomaremos 15 etapas de fracturación por cada pozo, reduciéndolo a 8 en el caso pesimista. La cantidad de etapas de fracturación está íntimamente ligada con el flujo de producción.
- Presencia de LNG: en muchos campos de Norteamérica, la presencia de hidrocarburos condensados en la corriente de gas puede aportar beneficios significativos. Sin embargo, los estudios estiman que el campo Bowland Shale es altamente seco, por lo que no consideraremos la obtención de estos.

Tabla 11: Datos asumidos para calcular la rentabilidad del proyecto

	Escenario favorable	Escenario menos favorable
Costes D&C	8 M\$	11 M\$
Adquisición terreno y preparación lugar	2 M\$	2,5 M\$
Etapas de fracturación	15	8
Presencia de LNG	No	No
Producción Inicial (PI) durante 30 días	4,25 mcf/día	2,1 mcf/día
Precio del gas (umbral de rentabilidad)	7,10-9,05 \$/Mmbtu	9,05-10,7 \$/MMBtu

Introduciendo todos estos datos, la herramienta de simulación de *Bloomberg* se obtuvo el siguiente rango de precios de gas relativos al umbral de rentabilidad del proyecto (considerando una rentabilidad del proyecto de 15% debido al gran riesgo que supone un proyecto de *shale gas* en Europa):

Breakeven gas price for 15% after-tax equity IRR (\$/MMBtu)

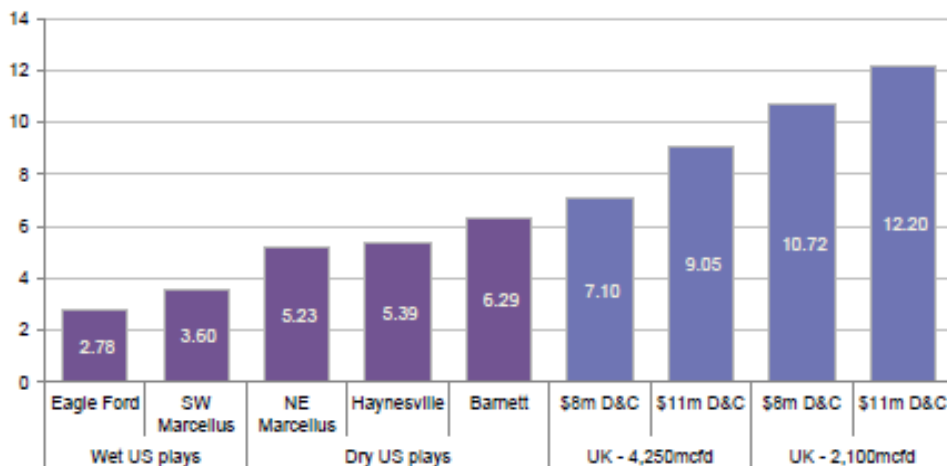


Figura 53: Representación del precio del gas asociado al umbral de rentabilidad en EEUU y en UK (en la cuenca Bowland-Basin).

Como se muestra en la Figura 53, los costes asociados a la extracción de shale gas son considerablemente mayores en Reino Unido que en Estados Unidos. Con todos los datos estimados anteriormente, obtendríamos un rango de precios de gas asociados al umbral de rentabilidad del proyecto de entre 7,10 \$/MMBtu y 12,2 \$/MMBtu. Estos

precios no difieren mucho de los precios de comercio de gas en Reino Unido durante los dos últimos años.

Los precios de venta del gas natural se crean en unos hubs o centros físicos mediante el aumento de transacciones. En la Figura 54 se muestran los precios del gas natural en los principales hubs, entre los que se incluye el NBP Hub de Reino Unido.

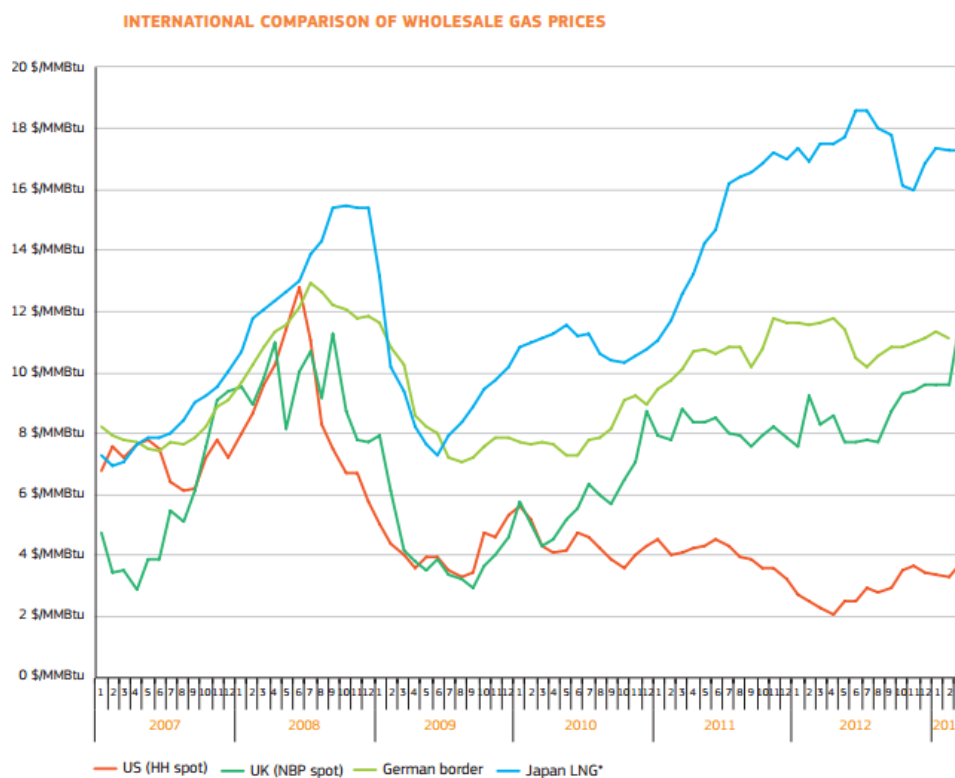


Figura 54: Evolución de los precios del gas natural en los principales hubs

Una vez calculado el umbral de rentabilidad del *shale gas* en Reino Unido, es preciso calcular el coste de suministro de recursos alternativos de gas natural.

2. Coste de suministros alternativos de gas natural

Reino Unido tiene dos grandes alternativas de suministro de gas natural distintas al *shale gas*. Puede importar más gas de Europa a través de las interconexiones ya construidas, o bien importar más LNG a través cuenca Atlántica.

Estados Unidos se convertirá en los próximos 5 años en un gran suministrador de LNG en la cuenca Atlántica. Se estima que esta fuente de suministro llegará aproximadamente a 7bcf y 8 bcf diarios de capacidad, lo que supondría el doble de capacidad que la asociada a la producción de *shale gas* en el caso más optimista.

Además, cabe destacar la ventaja añadida de que el LNG norteamericano podría entregarse en términos muy flexibles de volumen y precio, basándonos en que el Henry hub es el más líquido del mundo.

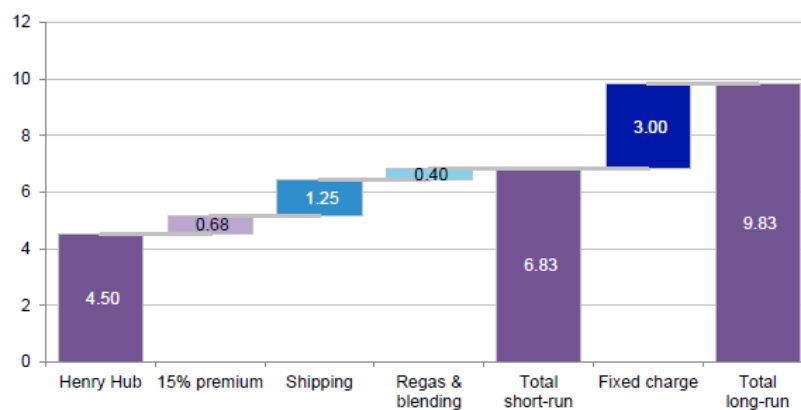


Figura 55: Coste del LNG importado desde EEUU a Europa a corto y largo plazo

La Figura 55 muestra el coste típico de las entregas de gas desde Estados Unidos a Europa tanto a corto como a largo plazo. Este rango de precios es comparativamente más favorable que el estimado en la producción de shale gas en Reino Unido.

Sin embargo, cabe destacar que pese a poder obtenerse a un menor precio, la sustitución de la explotación del *shale gas* por la importación de LNG no permitiría explotar todo el potencial descrito anteriormente que conlleva la explotación de este recurso (ingresos relativos a impuestos de petróleo y gas, puestos de trabajo, seguridad de suministro de gas, exportación de cadena de suministro, atracción de industrias...).

También analizaremos como puede influir el shale gas en el precio de la electricidad, estimando su posible uso para la generación de electricidad mediante plantas tipo de ciclo combinado.

3. Coste de la electricidad generada a partir de shale gas vs a partir de otros recursos

Los costes de generación de electricidad a largo plazo están fijados combinando los costes capitales del equipo, costes operativos para mantener la planta en operación, costes de financiación y los del combustible empleado para operar la planta.

A continuación se muestra en la Figura 56 los costes relativos de las diferentes fuentes de electricidad al precio actual de los combustibles en Reino Unido:

Costes de generación de energía (GBP/MWH)

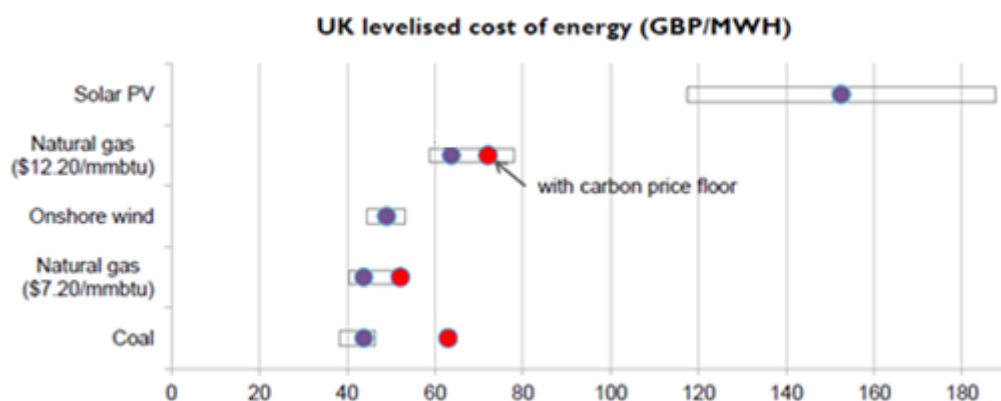


Figura 56: Costes de la electricidad generada mediante las distintas tecnologías

El bajo coste actual de las emisiones de CO₂ en el esquema europeo EU ETS combinado con los bajos precios del carbón, lleva a que éste sea la forma más barata de producir electricidad (no teniendo en cuenta el *carbon price floor*⁷).

Se ha incluido la generación a través de plantas de ciclo combinado bajo dos escenarios según el precio del *shale gas*. En el escenario con el precio de *shale gas* inferior (7,20\$/MMbtu), el coste de la generación de electricidad sería inferior al de un parque eólico onshore (también sin tener en cuenta el CPF). Sin embargo, en el escenario con precio de *shale gas* superior (12,20\$/MMbtu), el coste de generación de dicha electricidad sería superior al del parque eólico onshore. Con el CPF, el coste de generación de energía eólica onshore será menor que aquel que proviene del gas natural para ambos escenarios.

Sin embargo, cabe mencionar que, como se muestra en la Figura 57, el uso que se le va a dar al *shale gas* será en su mayor parte diferente al de generación de electricidad. Es preciso mencionar que Reino Unido, al igual que todos los Estados miembros de la Unión Europea, tiene que alcanzar el objetivo de reducir las emisiones en un 80 % para 2050, en relación a los niveles de 1990. El DECC recomendó que para 2030, las emisiones de carbón en el sector de la generación de electricidad debieran disminuir a 50 gCO₂/KWh.

⁷ El *carbon price floor (CPF)* es un impuesto sobre los combustibles fósiles utilizados para generar electricidad, puesto en marcha el 1 de abril de 2013

Estos niveles de emisiones implicarían que la demanda de gas para generación en 2030 fuese de 7,6 bcm y 8,8 bcm, asumiendo una demanda energética de 340 TWh en 2030. Esto significaría que el consumo de gas para la generación de electricidad necesitaría disminuir hasta valores que equivalen a la mitad de los valores de 2012.

A pesar de este descenso de la demanda de gas para la generación de electricidad, todavía existe una demanda de gas muy amplia. Esta demanda, correspondiente a las necesidades de la industria y del sector residencial, podría alcanzarse con el *shale gas* en 2030.

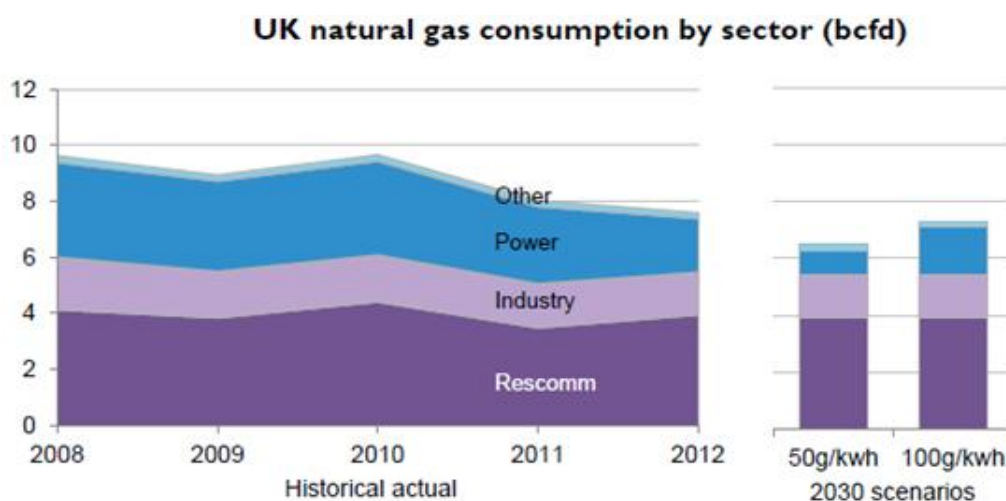


Figura 57: Consumo de gas natural por sector en Reino Unido, y estimación para 2030 bajo dos escenarios de emisiones.

Oportunidad económica: existe evidencia clara de que las operaciones exitosas de la producción de shale gas tendrían su mayor impacto en la creación de trabajo y el crecimiento en la zona noroeste de Inglaterra, donde son muy necesarios puestos de trabajo e inversiones. Un informe reciente de IoD (*Getting shale working*) concluyó que dicha inversión podría alcanzar un pico de 3700 M£/año, apoyando 74 000 trabajos no exclusivamente en áreas de geología o ingeniería, sino también en la construcción, transporte de camiones, y servicios locales de las industrias. Además, el gas proporciona materias primas esenciales para el asentamiento de industrias importantes. Por lo tanto, el IoD defiende que el desarrollo del *shale gas* en Reino Unido impulsaría la economía nacional a través de puestos de trabajo, ingresos en forma de impuestos y una industria más competitiva.