

Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

Análisis Crítico de la Viabilidad del Fracking en España

Titulación: Máster en Energías Renovables

Alumno/a: Juan Serigot Castellet

Director/a/s: Ginés Delgado Calin

Cartagena, 15 de septiembre de 2014

Índice general

Índice de figuras	3
Índice de tablas	5
¿Qué se entiende por desarrollo sostenible?	6
Dependencia Energética	7
Energía y cambio climático en España.....	8
Gas natural en España.....	12
Shale Gas	19
Exploración.....	22
Desarrollo y explotación del gas no-convencional.....	27
Fracking a escala global.....	37
Fracking en España.....	53
Empresas detrás del negocio.	63
Factores que podrían obstaculizar el futuro del fracking	67
Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud	69
Aspectos económicos	90
Comparativa de versiones	100
Conclusiones	111
Equivalencias volumétricas y energéticas	115
Bibliografía	116
Anexos (Compuestos químicos empleados).....	118

Índice de figuras

Figura 1. Evolución de la dependencia energética (Metodología Eurostat)	7
Figura 2. Emisiones de GEI por actividades en 2012.	9
Figura 3. Evolución de las emisiones de GEI en España (1990-2012).....	10
Figura 4. Potencia instalada a 31 de Diciembre del 2013.....	13
Figura 5. Cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular 2013.	13
Figura 6. Utilización de los CCGTs en el Sistema Eléctrico Peninsular	14
Figura 7. Importaciones de Gas natural por áreas geográficas en 2013 en España.	16
Figura 8. Balance de Gas natural.	17
Figura 9. Gas No-convencional: gas de pizarra, gas en capas de carbón y gas de baja permeabilidad	20
Figura 10. Resultados de un ensayo Rock-Eval.	24
Figura 11. Geometría en tres dimensiones de una perforación con fracturación hidráulica	27
Figura 12. Representación perforación vertical/horizontal	27
Figura 13. Entubado de superficie y cementación de alta resistencia para proteger los acuíferos.....	30
Figura 14. Entubado intermedio y cementación de alta resistencia.	30
Figura 15. Motor de lodos.....	31
Figura 16. Entubado de producción y cementación de alta resistencia.	31
Figura 17. Pistolas perforadoras.....	32
Figura 18. Planta estándar de extracción de gas por la técnica de la fractura hidráulica	34
Figura 19. Gráfico de las Barnett Shale	36
Figura 20. Técnica de perforación horizontal.....	36
Figura 21. Recursos mundiales no-convencionales de gas natural por región.	38
Figura 22. Recursos técnicamente recuperables de shale gas (tcf).....	39
Figura 23. Recursos de gas no-convencional en América.	41
Figura 24. Recursos de gas no-convencional en Europa	46
Figura 25. Recursos de gas no-convencional en Asia	50
Figura 26. Inventario de metano en capa de carbón (CBM)	53
Figura 27. Mapa de permisos y concesiones de hidrocarburos.....	54
Figura 28. Permisos de exploración en la Región de Murcia.	59
Figura 29. Concesiones de BNK en España.....	64
Figura 30. Presencia de HEYCO en EE.UU	65

Figura 31. Concesiones de San Leon Energy.....	66
Figura 32. Cuenca Vasco-cantábrica y Aquitania.....	66
Figura 33. Diseño de un pozo productor de gas no-convencional.....	69
Figura 34. Distribución del consumo de agua en los Estados Unidos por sectores.....	73
Figura 35. Diagrama de efectos sobre la salud de sustancias químicas con Números CAS.....	88
Figura 36. Evolucion de la producción nacional de gas en EEUU.....	92
Figura 37. Evolución de los precios spot en el Henry Hub.....	92
Figura 38. Evolución de los precios spot en el Henry Hub.....	93
Figura 39. Saldo en la balanza energética, Evolución del precio del petróleo barril Brent, Precio del gas natural en la Unión Europea e Intensidad energética primaria.....	95
Figura 40. Evolución de los precios spot del gas natural en diferentes mercados para el periodo 2007-2011.....	96
Figura 41. Precio del barril en función del crecimiento de la economía en EEUU.....	96
Figura 42. Importaciones y exportaciones de gas natural en EEUU 2000-2040 (trillones de metros cúbicos).....	97
Figura 43. Generación de electricidad mediante carbón y gas natural, 2005-2040 (billones de kWh).....	97
Figura 44. Emisiones de CO2 en relación con el combustible empleado.2005-2015.....	98
Figura 45. Producción total de gas no-convencional por país (Bcm anuales), distribución por tipos y el porcentaje que tal producción representa en cada país, respecto de su producción total de gas natural.....	98
Figura 46. Empresas que componen Shale Gas España.....	101

Índice de tablas

Tabla 1. Consumo de Gas natural por Comunidades Autónomas	12
Tabla 2. Evolución de la demanda de gas para generación eléctrica	13
Tabla 3. Evolución de la demanda de gas para generación eléctrica.....	13
Tabla 4. Evolución de la demanda eléctrica peninsular.....	15
Tabla 5. Importaciones de Gas natural por países en 2013 en España	16
Tabla 6. Factura de Gas natural en España en 2013 (M€).	16
Tabla 7. Potencial generador en función del contenido en TOC y del tipo de roca madre.	23
Tabla 8. Factores clave para que el shale gas tenga éxito.....	37
Tabla 9. Estimación de las reservas de gas no-convencional por países.....	40
Tabla 10. Previsiones para el consumo de varias fuentes e energía en los EEUU (Btu)	42
Tabla 11. Previsiones para el consumo de energía por fuentes en Canadá (Btu).....	44
Tabla 12. Previsiones para energía suministrada por diversas fuentes en Australia (Btu).....	51
Tabla 13. Estimaciones de consumo de energía suministrada por diversas fuentes en China.	52
Tabla 14. Concesiones de BNK en España	64
Tabla 15. Demanda de agua para la producción de shale gas en varios pozos (m3).....	72
Tabla 16. Tipos de actividad sísmica	78
Tabla 17. Criterios propuestos por la empresa Cuadrilla Resources a raíz de los fenómenos sísmicos detectados en el pozo Preese Hall	79
Tabla 18. Estimación de costes de producción en cabeza de pozo de gas natural por tipos y áreas (US\$/MBtu)	94
Tabla 19. Coste de pozo exploratorio, en ausencia de datos de campos en desarrollo, los estudios consultados vaticinan costes por pozo en Europa, del orden de 1,5 veces los del mercado americano)	95

¿Qué se entiende por desarrollo sostenible?

En primer lugar, es preciso tener una visión integral de lo que significa el desarrollo. En la “Declaración sobre el derecho al desarrollo” que aprobó la Asamblea General de las Naciones Unidas en diciembre de 1986, se indica que “el desarrollo es un proceso global económico, social, cultural y político, que tiende a la mejora constante del bienestar de toda la población y de todos los individuos sobre la base de su participación activa, libre y significativa en este desarrollo y en la distribución justa de los beneficios que de él se derivan”.

El concepto de “desarrollo sostenible” fue formulado explícitamente en el informe presentado por la Comisión de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas en 1987, –conocido como el Informe Brundtland–, que lo define como “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades”. El desarrollo sostenible descansa sobre la aceptación de que el desarrollo es posible y necesario; de que debe hacerse sostenible, perdurable y viable en el tiempo, y de que la sostenibilidad debe ser triple:

- Sostenibilidad social.
- Sostenibilidad medioambiental.
- Sostenibilidad económica.

La Declaración de Río, adoptada en el seno de la Conferencia de Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo en 1992 y ratificada 10 años más tarde en la Cumbre de Johannesburgo, situó el desarrollo sostenible como un elemento central y le otorgó una amplia trascendencia política, al establecerlo como marco conceptual de orientación de políticas y estrategias para el desarrollo mundial. En la actualidad el desarrollo sostenible puede considerarse como un verdadero principio jurídico, que se va incorporando gradualmente en la legislación a todos los niveles.

Los factores que condicionan la sostenibilidad del modelo energético mundial y, en particular, del modelo español, son básicamente tres:

- La disponibilidad de recursos para hacer frente a la demanda de energía.
- El impacto ambiental ocasionado por los medios utilizados para su suministro y consumo.
- La enorme falta de equidad en el acceso a la energía, que constituye un elemento imprescindible para el desarrollo humano en la actualidad.

Dependencia energética

Nuestro país importa casi la totalidad de su consumo energético de gas y petróleo, y nuestra dependencia energética en hidrocarburos es de las más altas de Europa. En España, en 2012, importamos el 4,5% del PIB en hidrocarburos, más de 45.000 millones de euros.

Hay que considerar los enormes riesgos de la geopolítica del petróleo para la economía española; la crisis ha afectado a las importaciones energéticas, cuyo coste ha crecido sin parar desde 2007. La balanza energética no ha hecho más que empeorar, mientras que la balanza comercial no energética registró un superávit de 15.000 millones de euros. Paradójicamente no solo se ha excluido el concepto de ahorro en la política energética sino que, en plena crisis, España ha batido su récord de dependencia energética y ha agravado sus riesgos geoestratégicos: en 2013, con crecimiento negativo del PIB, la dependencia del gas argelino ha pasado del 42 al 52 por ciento.

La dependencia energética es un grave problema para la economía puesto que afecta a nuestra balanza comercial: importamos combustibles fósiles del exterior (principalmente petróleo y gas) a unos precios que están sujetos a grandes cambios en los mercados internacionales, por lo que es necesario reducir dicha dependencia de los hidrocarburos, apostando por políticas de ahorro energético y por el fomento de las energías renovables. Como podemos ver en la gráfica, la dependencia energética alcanzó su punto máximo en 2006, y aunque ha ido bajando en los últimos años, todavía no ha bajado lo suficiente. Así lo recomienda la Agencia Internacional de la Energía, que estima que, en tres años, las fuentes renovables crecerán un 40% en todo el mundo y serán la segunda fuente de generación eléctrica, por encima del gas y por debajo del carbón. España no debería ir a contracorriente de lo que marca la tendencia energética mundial.

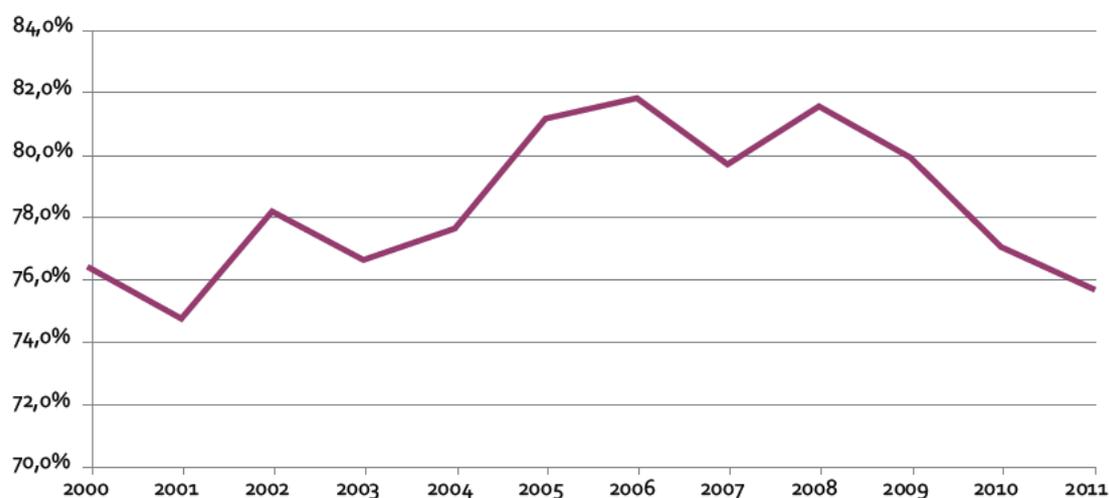


Figura1. Evolución de la dependencia energética (Metodología Eurostat)

Energía y cambio climático en España

El cambio climático y la crisis económica son las dos caras de un modelo de desarrollo insostenible. España fue el país de la UE-15 que porcentualmente más incrementó el volumen total de emisiones de GEI entre 1990 y 2005. Esta preocupante evolución se produjo fundamentalmente a consecuencia del aumento del consumo de energía primaria, que en más de las tres cuartas partes se abastece de combustibles fósiles. Las emisiones de CO₂ siguen acopladas al desarrollo económico, por lo que en estos últimos años de crisis y recesión también han experimentado un descenso.

En 2012 las emisiones de gases de invernadero disminuyeron un 1,9% respecto al año anterior. Después del descenso experimentado en 2012, las emisiones alcanzan un incremento del 18,7% respecto a 1990, año base del Protocolo de Kioto. En el periodo 2008-2012 España emitió una media de 24,5% de incremento frente al año base, superando así el 15% asignado por el Protocolo de Kioto.

El descenso de las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2012 puede imputarse en buena parte a la crisis económica, que supone para ese año una moderación importante en el consumo de electricidad y en el uso del vehículo privado y en el transporte de mercancías. Los altos precios del petróleo, la paralización de la construcción, la caída en las ventas de automóviles, la disminución de la demanda eléctrica y de gas natural, así como el aumento del paro son en gran medida los responsables del descenso de las emisiones totales y de las emisiones por habitante, que también se han visto reducidas de forma considerable, pasando de un máximo de 9,8 toneladas de CO₂-eq en 2005 a 7,3 toneladas de CO₂-eq en 2012.

El sector energético es el mayor responsable del conjunto de las emisiones, que en 2012 representó el 78% del total. Las emisiones más importantes se deben a la generación de electricidad y al transporte por carretera. El resto corresponde a las diez refinerías de petróleo, consumos energéticos de la industria, transporte aéreo, y usos residenciales y servicios (sobre todo calefacción y agua caliente sanitaria).

Las emisiones de la generación de electricidad crecieron un 25,4% entre 1990 y 2012, representando el 23,5% del total en 2012, y reduciéndose en 2013 un 23,1% respecto a 2012. Las energías renovables en España han evitado en 2012 la emisión de 38 millones de toneladas de CO₂ y cerca de 200 millones de toneladas de CO₂ durante el periodo 2008-2012. La aportación de las energías renovables -sobre todo la eólica- a este resultado de reducción de emisiones es muy importante, por cuanto cubrieron el 31,2% de la generación de electricidad en 2012, muy por encima de lo que aportó la nuclear. En el lado opuesto, se encuentra la generación de electricidad con carbón, que creció un 35,2% en 2012, y que explica el aumento de las emisiones en el sector de generación eléctrica de 8 millones de toneladas de CO₂ en 2012 respecto a 2011. Estimamos que este aumento se debe al decreto que promueve el consumo de carbón y los bajos precios de los derechos de emisión de CO₂ en 2012.

Energía y cambio climático en España

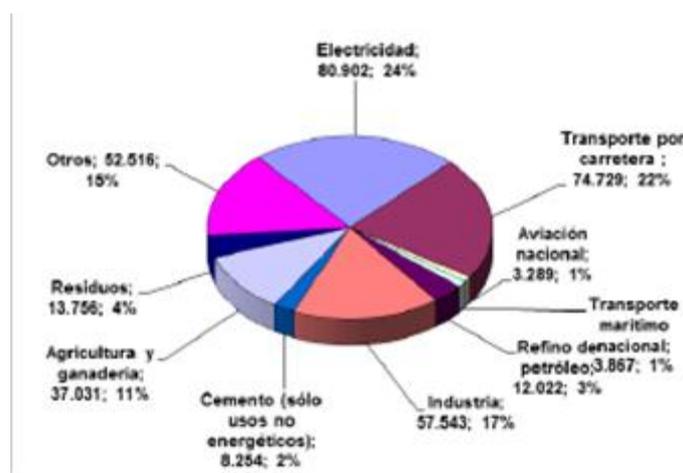


Figura 2. Emisiones de GEI por actividades en 2012. Fuente: CNMC

Las emisiones de CO₂ en España siguen acopladas al desarrollo económico, y faltan medidas estructurales que encaminen a nuestro país a un modelo de desarrollo bajo en carbono.

Para consolidar la tendencia de descenso de emisiones cuando se inicie la recuperación económica es imprescindible dar un giro a la política energética para fomentar un modelo sostenible, eficiente y renovable, implicando a todas las administraciones y agentes económicos y sociales.

- Un modelo energético en España no sostenible

Existen múltiples estudios, utilizando distintos enfoques y desde diferentes perspectivas, realizados por instituciones de indiscutible solvencia y desde muy diversas posiciones políticas, que coinciden en afirmar que el actual modelo energético mundial, y especialmente el de los países más desarrollados, como España, es insostenible en términos económicos, sociales y medioambientales.

El caso español es paradigmático en lo que respecta a la encrucijada energética a la que también se enfrentan actualmente otros muchos países desarrollados. Los aspectos más destacables del modelo energético español, en relación con la sostenibilidad, se indican a continuación:

- España presenta una dependencia energética del extranjero muy alta (más del 80% en términos de energía primaria, mientras que el valor medio en la UE es del 50%),
- España no ha cumplido los compromisos de Kyoto sobre reducción de las emisiones de GEI.
- El potencial para nuevas instalaciones hidroeléctricas grandes está prácticamente agotado; la utilización de carbón nacional se ha venido reduciendo, a causa de un conjunto de factores económicos, sociales y medioambientales; la energía nuclear, con la que se produce aproximadamente una quinta parte de la electricidad en España, cuenta con una considerable oposición pública; y existen unos abundantes recursos renovables en biomasa, solar y eólica que se están desarrollando vivamente, aunque de forma desigual, con el apoyo de un sistema de primas.

Energía y cambio climático en España

- El esfuerzo en I+D de largo plazo en el sector energético ha sido escaso y decreciente hasta hace muy poco, en este caso en sintonía con la tendencia de las dos últimas décadas en la UE.
- No ha tenido lugar aún un verdadero debate social sobre el modelo energético más adecuado para el país, pero finalmente el gobierno y diversas instituciones han comenzado a realizar estudios de prospectiva con el fin de ilustrar las opciones que se abren, típicamente con horizonte de 2030 o 2050

- Evolución de las emisiones en España 1990-2012

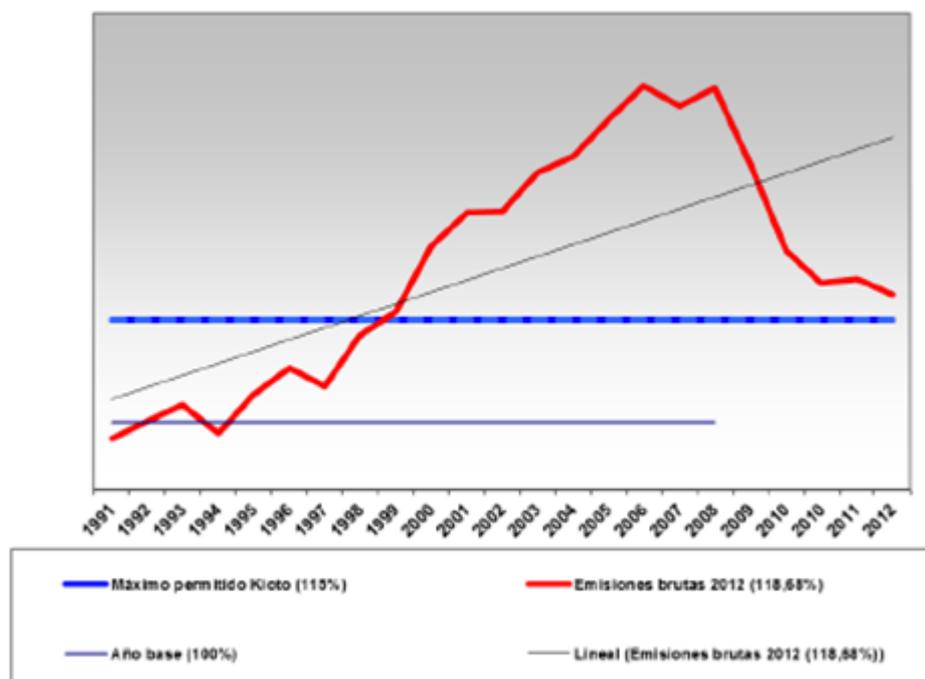


Figura 3. Evolución de las emisiones de GEI en España (1990-2012). Fuente: WWF 2013

En 2012 las emisiones de gases de invernadero disminuyeron un 1,9% respecto al año anterior, pasando de 350,5 millones de toneladas de CO₂ equivalente a 343,9 millones de toneladas. Después del descenso experimentado en 2012, las emisiones alcanzan un incremento respecto del año base del Protocolo de Kioto del 18,7%.

2012 es el año en que finalizaba la primera fase del Protocolo de Kioto y por tanto cuando se evalúa el cumplimiento de los países con respecto a los objetivos comprometidos bajo dicho acuerdo. En el caso de España, el compromiso supone que el promedio de las emisiones de gases de invernadero (GEI) en el periodo 2008-2012 no puede superar en más de un 15% las del año base 1990.

La cifra exacta del año base tomada para el cálculo de la cantidad asignada (Año base PK) fue de 289.773.205 toneladas de CO₂-eq; y la cantidad asignada para el compromiso del cumplimiento del Protocolo de Kioto en el periodo 2008-2012 es de 1.666.195.929 toneladas de CO₂-eq.

Energía y cambio climático en España

En el periodo 2008-2012 España emitió 1.804.623.880 toneladas de CO₂-eq, es decir, un exceso de emisiones de 138.427.951 toneladas de CO₂-eq. Esto supone una media anual de 360.924.776Toneladas, que representa un 24,5% de incremento, superando así el 15% asignado.

Las emisiones españolas durante el periodo de cumplimiento del Protocolo de Kioto supusieron un exceso de 138.427.951 toneladas de CO₂-eq, de forma que este excedente por encima del mencionado 15% fue adquirido por dos vías: la mejora de la gestión de los sumideros forestales, con un máximo de 2 puntos; y la adquisición de derechos de emisión, haciendo uso de los mecanismos de flexibilidad.

El descenso de las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2012 puede imputarse en buena parte a la crisis económica, que supone para ese año una moderación importante en el consumo de electricidad y en el uso del vehículo privado y en el transporte de mercancías.

El consumo de energía primaria disminuyó en 2012 un 0,8%, aunque el consumo de carbón aumentó un 17,9%. Este factor explica que no se haya producido un mayor descenso de las emisiones de GEI en 2012, mientras que el de gas natural apenas creció un 0,9%, y el consumo de petróleo, a causa de la crisis económica, descendió un 7,1%.

En 2012 se han unido factores coyunturales, como los altos precios del petróleo con la continuación de la más profunda crisis económica que ha afectado a España en el último medio siglo, que han contribuido significativamente al descenso de las emisiones.

Las emisiones por habitante se han reducido de forma considerable, desde un máximo de 9,8 toneladas de CO₂-eq en 2005 a 7,3 toneladas de CO₂-eq en 2012.

Gas Natural en España

El sector del gas natural en España ha experimentado en los últimos años cambios relevantes en su estructura y funcionamiento, motivados esencialmente por los principios liberalizadores establecidos en las Directivas europeas. Dichos principios propugnan la apertura de los mercados a la competencia, en beneficio de los consumidores, y la mayor interconexión de los mismos para garantizar la seguridad de suministro.

La demanda de gas se clasifica en dos grandes mercados, el mercado convencional, que agrupa los suministros de gas destinados al consumo residencial, al sector servicios y al sector industrial; y el mercado eléctrico, que agrupa los suministros de gas destinados a la generación en centrales eléctricas. En España el consumo de gas se reparte geográficamente entre las distintas Comunidades Autónomas de un modo heterogéneo, como consecuencia del diferente grado de desarrollo de las redes de transporte.

Comunidad	Acumulado anual (GWh)	Estructura (&)
Andalucía	48.267	14,4
Aragón	16.721	5
Asturias	7.511	2,2
Baleares	3.315	1
Cantabria	5.799	1,7
Castilla y León	22.051	6,6
Castilla La Mancha	18.611	5,5
Cataluña	70.589	21
Comunidad Valenciana	34.873	10,4
Extremadura	2.257	0,8
Galicia	12.887	3,8
La Rioja	2.648	0,8
Madrid	26.807	8
Murcia	23.192	6,9
Navarra	8.630	2,6
País Vasco	31.387	9,3
Total	335.816	100

Tabla 1. Consumo de Gas natural por Comunidades Autónomas. Fuente: CORES 2013

Gas Natural en España

	GWh					Variación (%)			
	2009	2010	2011	2012	2013	10-9	11-10	12-11	13-12
Demanda total	404.555	404.315	377.792	365.351	335.989	-0,4%	-6,6%	-3,5%	-8,0%
Demanda Convencional	236.621	258.585	255.884	267.286	279.849	8,5%	-1,1%	5,0%	4,5%
Demanda de Generación eléctrica	157.930	134.797	109.021	84.722	56.140	-15%	-19%	-22%	-34%
LNG de Consumo directo	10.004	10.934	12.887	13.343	11.786				
% Demanda Convencional	58%	64%	68%	73%	83%				
% Demanda Generación eléctrica	39%	33%	29%	23%	17%				

Tabla 2. Evolución de la demanda anual de gas natural en España. Fuente: CORES 2013

Es destacable la evolución de consumos registrada desde 2010 a 2013: la demanda convencional aumento desde 2012 un promedio de un 5% frente al descenso desde 2010 de consumos para generación eléctrica (un promedio del -25%).

Dentro del mercado de generación eléctrica se puede distinguir, en función de las tecnologías de generación, entre centrales térmicas convencionales y centrales de ciclo combinado. Durante el ejercicio de 2012 no se han incorporado al parque de generación eléctrica nuevas centrales de ciclo combinado manteniéndose a finales del año los 67 grupos de generación ya existentes, con una utilización del 32%, mientras que al término de 2013 se emplearon el 30%.

	GWh					Variación (%)			
	2009	2010	2011	2012	2013	10-9	11-10	12-11	13-12
Térmicas Convencionales	1.922	1.127	1.257	1.445	1.775	-41,0%	11,0%	13,0%	9,0%
Ciclos Combinados	156.008	133.670	107.764	83.277	54.365	-15,0%	-19,0%	-23,0%	-35,0%
Total Demanda de Generación eléctrica	157.930	134.797	109.021	84.722	56.140	-15%	-19%	-22%	-34%

Tabla 3. Evolución de la demanda de gas para generación eléctrica. Fuente: CNMC, Enagás

La potencia instalada a 31 de Diciembre del 2013 en España es de 102.281 MW, siendo el 24,8% de esa potencia procedente de los ciclos combinados, el mayor de todos.

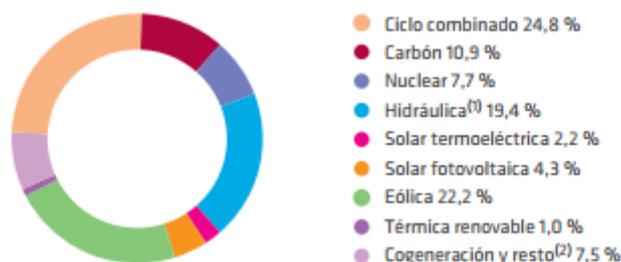


Figura 4. Potencia instalada a 31 de Diciembre del 2013. Fuente: Red Eléctrica de España

Sin embargo, para la cobertura de la demanda de energía eléctrica, solo el 9.6% proviene de ciclos combinados.

Gas Natural en España

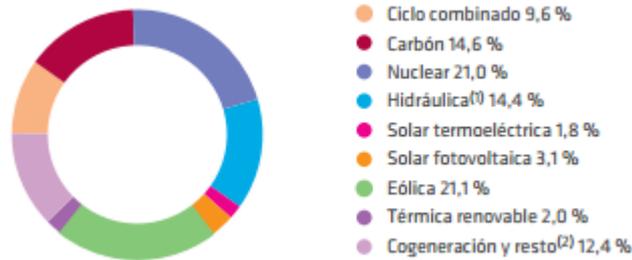


Figura 5. Cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular 2013. Fuente: Red Eléctrica de España

Como podemos apreciar en la siguiente gráfica la utilización media de centrales de ciclo combinado ha ido decreciendo progresivamente.

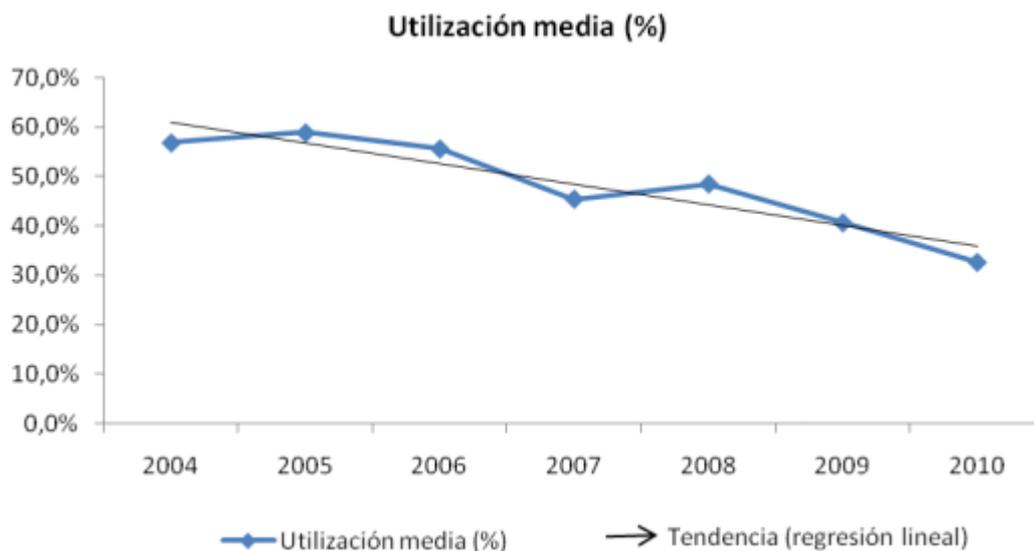


Figura 6. Utilización de los CCGTs en el Sistema Eléctrico Peninsular

Esto a que se debe:

- **Plan de Energías Renovables:** Entrada masiva de renovables del Régimen Especial (RE) básicamente eólica y fotovoltaica. Su producción tiene por Ley prioridad sobre la producción del régimen ordinario a la hora de satisfacer la demanda. Cuanto mayor es la producción renovable, menor es el nicho de mercado para los generadores termoeléctricos, entre los que se entran los ciclos combinados.
- **RD 134/2010 para la utilización prioritaria de carbón nacional:** tras los infructuosos planes de reindustrialización de las cuencas mineras, planes que en los últimos años han supuesto una elevada dedicación de recursos económicos del Estado, la Administración española, con la correspondiente autorización de Bruselas, ha procedido a extender durante varios años la producción de carbón nacional con mecanismos de ayuda que han quedado plasmados en el RD 134/2010. A efectos prácticos, el obligado consumo de carbón nacional por las empresas eléctricas supone una distorsión del mercado de

Gas Natural en España

generación eléctrica, que se concreta en la entrada prioritaria y subvencionada con fondos públicos de 23 TWh al año. Con esta medida, el llamado hueco térmico, a ser cubierto en competencia básicamente por las centrales de carbón de importación y de gas, queda de nuevo mermado, agravando así la situación de infrautilización de los CCGTs.

- **Caída de la demanda eléctrica por la crisis financiera**

Año	GWh	Δ Anual (%)
2009	252.660	-4,7
2010	260.530	3,1
2011	255.631	-1,9
2012	251.850	-1,5
2013	246.166	-2,3

Tabla 4. Evolución de la demanda eléctrica peninsular. Fuente: Red Eléctrica de España

La crisis económica en la que se encuentra sumida España, ha repercutido de manera muy importante en la actividad eléctrica, habiéndose producido una reducción de la demanda eléctrica de 4,7% en 2009. En 2010 se recuperó parcialmente, experimentándose un crecimiento del 3,1%, sin embargo volvió a descender en 2011, 2012 y 2013 1,9%, 1,5% y 2,3% respectivamente. Esta reducción del consumo eléctrico ha provocado una reducción del hueco térmico y, por tanto, una menor producción con ciclos combinados

A pesar de la caída, el consumo de gas para generación eléctrica continua representando una parte muy importante del consumo total de gas, aproximadamente un 23% .

- **Importaciones de Gas natural**

El abastecimiento de gas al mercado español está condicionado por su situación geográfica, por la ausencia casi total de producción nacional, así como las escasas interconexiones con Europa.

Estos aspectos provocan una alta dependencia de los abastecimientos de gas por vía marítima, en forma de LNG, que en el año 2012 representaron un 61% de los aprovisionamientos, mientras que las entradas por gasoducto representaron el 39% restante, que han aumentado de forma considerable por la puesta en marcha del gasoducto de conexión con Argelia (MEDGAZ).

A partir de 2008, se observa una reducción en las importaciones de LNG a favor de las importaciones por gasoducto, debido a la entrada en servicio de nuevas interconexiones internacionales (gasoducto con Argelia MEDGAZ, puesto en marcha en 2011) y a los altos precios del mercado internacional de LNG, en comparación con los precios del gas en los mercados europeos.

Durante el año 2013, la entrada de gas natural alcanzó 375.525 GWh, disminuyendo un 4,9% respecto a 2012. El mercado español se abasteció de un conjunto de once países. El

Gas Natural en España

principal país proveedor es Argelia, con un porcentaje del 51,4%. Noruega (11,7%), Qatar (10,8%), Nigeria (9,6%), Trinidad y Tobago (6,2%) y Perú (4,5%) y completan el grupo de países más importantes en la estructura de abastecimiento. La producción nacional es muy reducida (0,1% del consumo de gas en España).

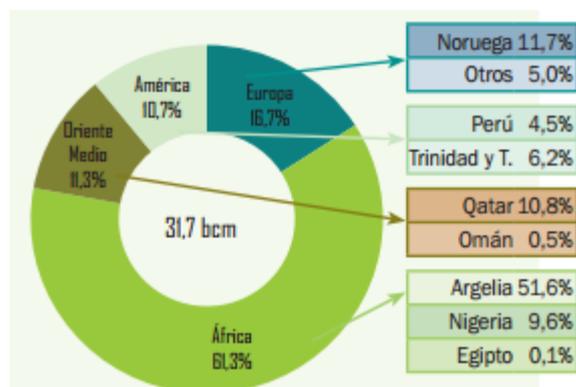


Figura 7. Importaciones de Gas natural por áreas geográficas en 2013 en España. Fuente: Red Eléctrica de España

País	GWh	Tv(%)*	Estructura (%)
Argelia	193.705	17,7	51,6
GN	156.043	28,1	11,7
GL	37.662	-12	10
Noruega	43.792	-5,4	11,7
Qatar	40.609	-11,3	10,8
Nigeria	36.176	-40,8	9,6
Trinidad y Tobago	23.357	-12,4	6,2
Perú	16.898	-38,2	4,5
Omán	1.917	-	0,5
Egipto	464	-93,5	0,1
Otros	18.637	17,1	5
Total	375.525	-4,9	100

(*) Tasa de variación con respecto al mismo período del año anterior

Tabla 5. Importaciones de Gas natural por países en 2013 en España. Fuente: CORES

Siendo el gasto de estas importaciones a noviembre de 2013, el reflejado en la siguiente tabla:

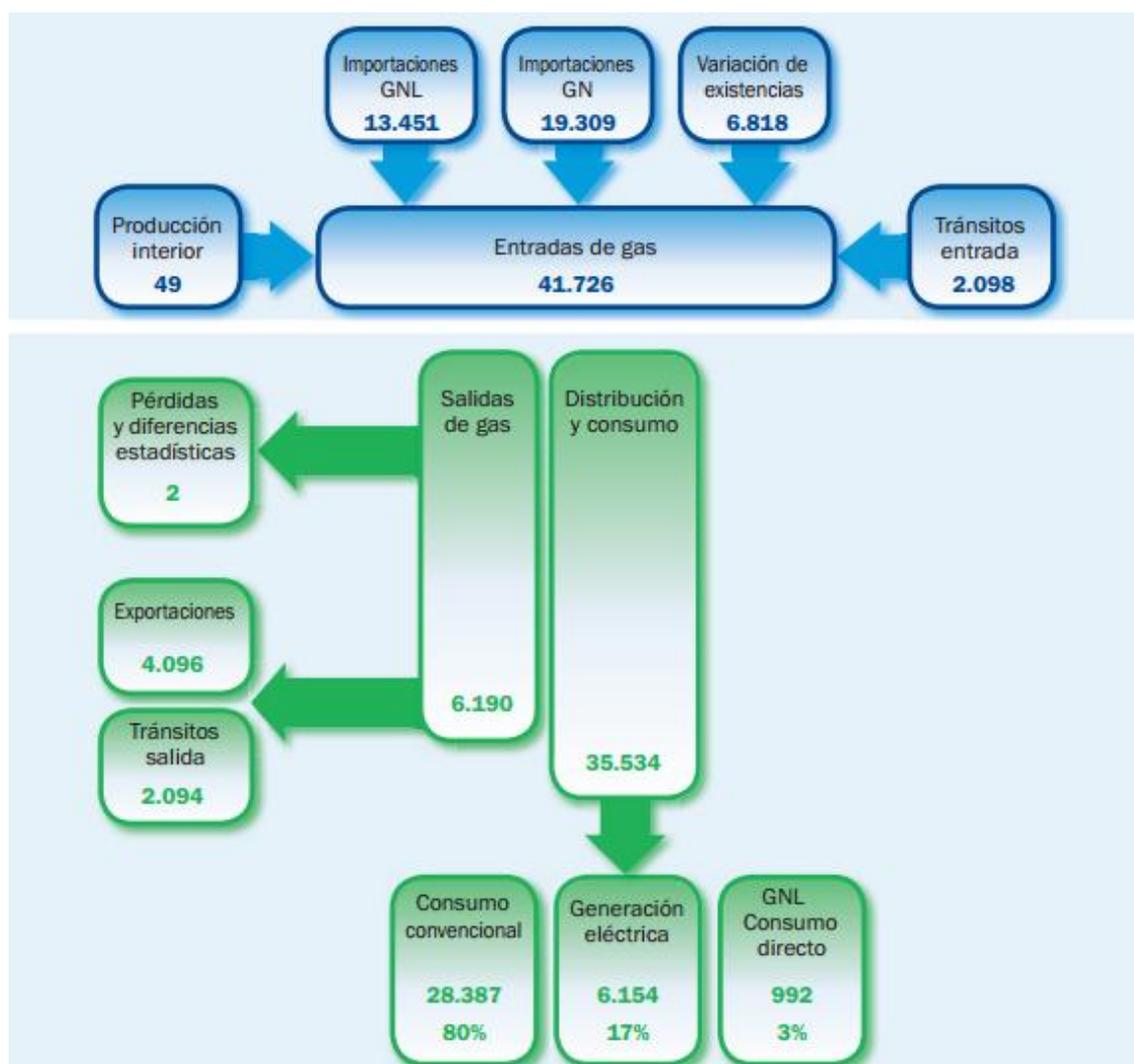
Gas Natural en España

	Mes	Acumulado anual	Últimos doce meses
Pagos compra de gas natural	767	8.439	10.329
Argelia (%)	62,8	63,8	57,5
Nigeria (%)	4,5	9,0	8,5
Qatar (%)	5,9	11,3	10,4
Egipto (%)	0,0	0,4	0,3
Perú(%)	11,0	3,9	3,6
Trinidad Tobago (%)	4,0	6,5	5,6
Noruega (%)	6,9	12,0	10,4
Otros (%)	4,9	-6,9	3,8

Tabla 6. Factura de Gas natural en España en 2013 (M€). Fuente: CORES

Como podemos observar, España se gasta anualmente 10.329 M€ en importaciones de gas natural. Este apartado es uno de los kits, ya que si explotáramos los yacimientos de gas no-convencional presentes en la península, tendríamos menor dependencia energética del exterior y un menor gasto en importaciones, pudiendo llegar a exportar gas natural, por lo tanto ahorraríamos dinero además de ingresarlo.

Balance de gas natural en el año 2013



Gas Natural en España

Figura 8.Balance de Gas natural. Fuente: CORES

Estos datos revelan que el gas natural se consume mayormente en el Mercado convencional y no en el Mercado energético donde fue desplazado por las energías renovables y el carbon subvencionado.

En España disponemos de las infraestructuras gasísticas y un mix energético en el parquet de generación que hace de España un lugar privilegiado y un modelo a seguir para el desarrollo sostenible.

Shale Gas

Las formaciones geológicas de hidrocarburos se crean bajo específicas condiciones de compuestos orgánicos procedentes de sedimentos marinos. El petróleo y el gas convencional se originan del agrietamiento termoquímico de materia orgánica en rocas sedimentarias. Profundidad, temperatura y tiempo de exposición determinan el grado de descomposición. Cuanto mayor sea la temperatura y el tiempo de exposición, más complejas moléculas orgánicas se romperán, siendo finalmente descompuestas en su forma más simple de metano con un átomo de carbono y cuatro de hidrogeno.

Las rocas compactas (tight) y las rocas generadoras (oil shale y gas shale) que contienen hidrocarburos son reservorios no-convencionales. Estas rocas almacén no-convencionales que albergan hidrocarburos no-convencionales, se caracterizan por poseer valores de permeabilidad muy bajos, menores que 0'1mD. Todos los depósitos no-convencionales tienen en común que el gas o petróleo contenido por volumen de roca es pequeño comparado con los depósitos convencionales, que ellos están dispersados sobre enormes áreas de miles de kilómetros cuadrados y que la permeabilidad es muy baja.

Valores de permeabilidad tan pequeños no permiten que, una vez que se perfora el reservorio, fluyan volúmenes importantes de hidrocarburo de la roca almacén al pozo. En consecuencia, las recuperaciones por pozo en este tipo de reservorios estarían condenadas a ser siempre, o casi siempre, sub-económicas, a menos que, de alguna forma, se aumenten los valores de permeabilidad de la roca reservorio. Esto se consigue estimulando, fracturando artificialmente la roca: es el proceso conocido como fracturación hidráulica, *hydraulic fracturing* o *fracking*. Se aumenta la permeabilidad de la roca, se permite que fluyan al pozo parte de los hidrocarburos en ella contenidos, incrementando así los volúmenes de hidrocarburos que pueden recuperarse.

Realmente el gas en si mismo no es “no-convencional”, lo no-convencional son los métodos de extracción empleados en el.

Podemos distinguir tres tipos:

- Gas de pizarras
- Gas en arenas de baja permeabilidad
- Gas metano de las capas de carbón o coal bed methane (CBM)

Shale Gas



Figura 9. Gas No-convencional: gas de pizarra, gas en capas de carbón y gas de baja permeabilidad

El gas no-convencional es la última frontera de los hidrocarburos. Se busca el gas en la roca madre, en donde se han generado los hidrocarburos. La exploración del gas metano en el gas de pizarra y el CB tiene muchas semejanzas, está *“todo en uno”*. La formación prospectiva es simultáneamente: roca madre, almacén, sello y trampa. Ello simplifica la exploración y reduce el riesgo geológico.

La exploración en las arenas de baja permeabilidad tiene algún matiz diferente. La distancia de migración del gas es muy limitada para las arenas.

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

- Adsorbido en la matriz carbonosa. La adsorción permite al metano adherirse a la superficie de partículas infinitesimales de carbón a una densidad próxima a la del estado líquido. Este mecanismo junto con la considerable superficie agregada de las partículas de carbón lleva a que las capacidades de almacenamiento sean en ocasiones incluso más eficientes que en los yacimientos convencionales, donde el gas está comprimido ocupando el espacio poral entre los granos de arena o en las fracturas.
- Libre en el espacio poral de roca, dentro de los micro-poros de la matriz y en el sistema de microfracturas, también conocidas como “cleatsystem” y que durante la perforación facilitan el camino al gas para alcanzar el pozo. En el caso del CBM el sistema de “cleats” es ortogonal, estando compuesto generalmente por dos juegos de fracturas, uno perpendicular al otro.

Para la explotación y desarrollo de las reservas no-convencionales se precias:

- Crear una red artificial de fracturas, con el fin de favorecer la interconexión del sistema poral y de microfracturas con el pozo de extracción.

Shale Gas

- Reducir la presión en el yacimiento, al objeto de crear un gradiente de presión para favorecer la desorción, y que el metano adsorbido (almacenado a densidad próxima al estado líquido en capas mono moleculares sobre la superficie de las partículas de carbón) migre al espacio poral, y de ahí al sistema de microfracturas, para pasar posteriormente al sistema artificial de fracturas, y por último, poder alcanzar el pozo productor.

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

Exploración

Normalmente, los objetivos para exploración-producción de hidrocarburos, tanto los convencionales como los no-convencionales, se encuentran mucho más profundos que los acuíferos que contienen aguas meteóricas (suelen ser relativamente someros) o incluso se encuentran en columnas estratigráficas donde no hay acuíferos.

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

Al igual que en el proceso convencional, en el no-convencional es también relevante el análisis de los elementos que conforman el petroleum system: “roca madre”, “migración”, “roca almacén”, “sello” y “trampa”.

En la exploración del CBM y el gas de pizarra, al estar atrapado el gas en la propia “roca madre”, que hace simultáneamente de “almacén”, “sello” y “trampa”, y al no haber habido proceso de “migración” para el gas, lo relevante es la roca madre.

Para los yacimientos de gas en arenas de baja permeabilidad, la distancia en la migración ha sido muy corta y comparten prácticamente lo expresado anteriormente.

La exploración en procesos no-convencionales se centra en lo siguiente:

- La identificación de la roca madre potencialmente prospectiva
- La identificación de la extensión y profundidad de la roca madre
- Identificación del grado de maduración de la misma
- Identificación del contenido en gas y tipo del gas (seco o húmedo)

Para la identificación de la madre potencialmente prospectiva, así como su geometría, se utilizan técnicas clásicas en exploración como la geología de superficie y la sísmica de reflexión, de un modo similar al realizado en lo referente a hidrocarburos convencionales.

En lo referente a la determinación de la prospectividad de la roca madre, cuatro son los parámetros a tener en cuenta:

1. La cantidad de Carbono Orgánico Total (TOC). El origen del carbono orgánico presente en las rocas generadoras es la suma de tres tipos de carbono:
 - a. El asociado al petróleo y al gas que la roca ha generado pero que no ha sido expulsado de la roca madre
 - b. El asociado al kerogeno y que si continuara el proceso de maduración podría dar lugar a volúmenes adicionales de gas y petróleo
 - c. El carbono residual que se corresponde con el kerogeno agotado, también llamado pirobitumén

Exploración

El TOC es un indicador de la cantidad de la materia orgánica, no de la calidad. En la tabla de abajo se indican los contenidos en TOC que en principio cualifican a una roca como potencial generadora.

Potencial Generador de Hidrocarburos	TOC en Pizarras, % en peso	TOC en Carbonatos, % en peso
Pobre	0,0 a 0,5	0,0 a 0,2
Aceptable	0,5 a 1,0	0,2 a 0,5
Bueno	1,0 a 2,0	0,5 a 1,0
Muy bueno	2,0 a 5,0	1,0 a 2,0
Excelente	> 5,0	> 2,0

Tabla 7. Potencial generador en función del contenido en TOC (Carbón Orgánico Total) y del tipo de roca madre. Fuente: Ayres 2011

2. El ensayo Rock-Eval. Este ensayo se desarrollo con el fin de conocer la calidad del TOC (desarrollado por el Instituto Francés de Petróleo (IFP)), y tiene como objetivo analizar los gases emitidos por una muestra sometida a un proceso de pirólisis y posteriormente de oxidación. El ensayo se desarrolla en dos fases
 - a. La muestra de roca se calienta a 300°C en una atmósfera inerte, para después ir incrementando la temperatura a razón de 25°C por minuto hasta los 850°C aproximadamente. Se mide, respectivamente, la masa de los hidrocarburos gaseosos emitidos, concentrados en tres picos denominados: S1, S2 y S3. El ensayo se realiza de un modo automatizado y da el contenido de cada uno de los componente agrupados en los S1, S2 y S3 en microgramos por gramo de muestra.
 - S1: hidrocarburos libres presentes en la muestra y que han sido generados, pero que no han sido expulsados de la roca madre.
 - S2: hidrocarburos resultantes del proceso de cracking del kérogeno y otros hidrocarburos pesados presentes en la muestra, representa el potencial generador, de la muestra en cuestión, en el caso de haber continuado el proceso de maduración térmica.
 - S3: corresponde al CO₂ que se libera como resultado del cracking térmico del kérogeno residual presente en la muestra.

Exploración

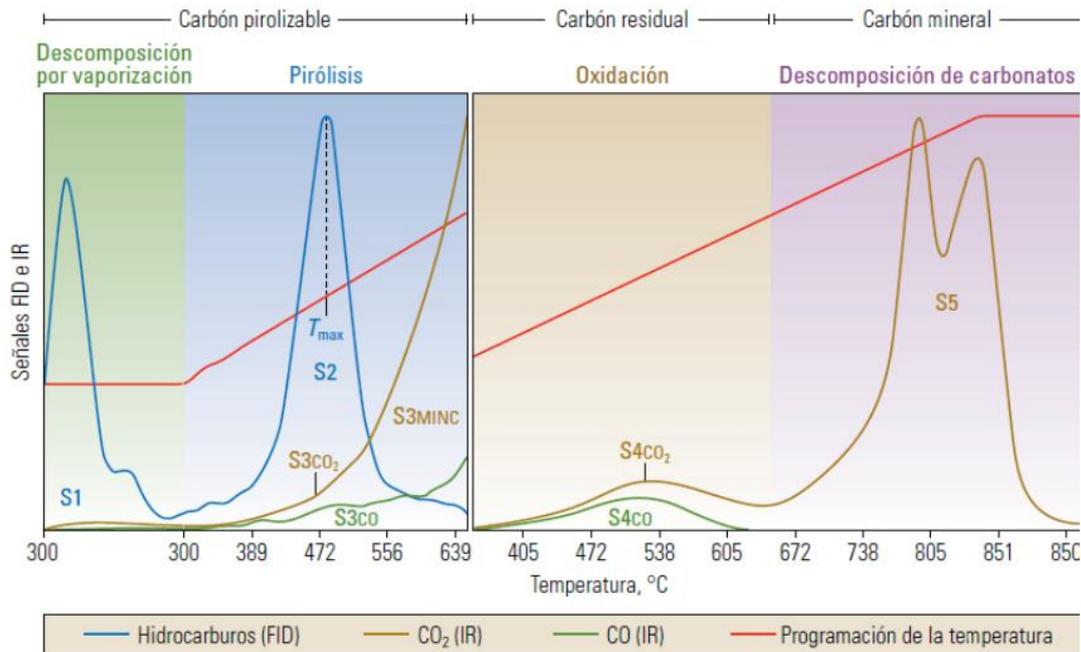


Figura 10. Resultados de un ensayo Rock-Eval.

- b. La segunda fase del ensayo se realiza en una atmósfera oxidante y se utiliza el residuo del ensayo anterior pero en un horno distinto, aparecen dos picos más de gas el S4 y el S5.
 - S4: se corresponde con el CO₂ y CO resultante de la combustión del carbono orgánico residual presente aun en la muestra
 - S5: se corresponde con el CO₂ resultante de la descomposición de los carbonatos.
3. El tipo de kérogeno. La composición de los hidrocarburos generados por una roca madre viene determinado por el tipo de kérogeno presente en la roca sedimentaria. Se utiliza el índice de Hidrogeno “HI” y el índice de Oxígeno “OI”, que están relacionados respectivamente, con los S1 y S2 del ensayo Rock-Eval y permiten una aproximación de las relaciones atómicas entre el hidrogeno y el carbono (H/C) y entre el oxigeno y el carbono (O/C). Los tipos básicos de kérogeno son: tipo I (alto HI, bajo OI), tipo III (bajo HI y alto OI) y el tipo II que se encuentra entre los dos anteriores. En los yacimientos no-convencionales suele darse del tipo II o III.
4. La maduración térmica de una roca generadora, viene indicada por la reflectancia de la vitrinita, R_o, la cual predice, no solo cuando una roca madre está en la ventana de gas, sino también el tipo de gas. En términos generales para valores de R_o, entre 0,8 y 1,4 se habrá generado petróleo y gas húmedo, pero para valores de R_o > 1,4 se habrá generado gas seco.

Exploración

El TOC no es una constante de la roca. A notar que a medida que una misma roca generadora tiene un mayor grado de maduración térmica, su TOC disminuye, debido al proceso de migración de los hidrocarburos generados.

Por otra parte, una misma roca madre puede haber sido una excelente roca generadora de hidrocarburos convencionales y ser, simultáneamente, un excelente yacimiento de gas no-convencional, por haber conservado en su interior gas aun sin migrar.

Una vez definido el prospect, se perforan varios sondeos verticales o desviados, recuperando testigos de la formación prospectiva para su posterior análisis. Finalizada la perforación se realizan los correspondientes registros de pozo abierto.

En la exploración convencional a veces es suficiente la perforación de un pozo para descartar un prospect. En los yacimientos no-convencionales un pozo no es suficiente para declarar la no prospectividad de un area.

El radio de drenaje de un pozo vertical en un yacimiento de gas no-convencional, incluso después de haberlo sometido a una estimulación hidráulica, es muy limitado, difícilmente alcanza dos o tres centenares de metros, a diferencia de un yacimiento de gas convencional en el que el radio puede superar fácilmente los mil metros.

Los testigos son tomados en recipientes estancos para ser llevados directamente al laboratorio , donde se mide la capacidad de almacenamiento de gas, tanto del adsorbido como el gas presente en las microfracturas y los poros. La unidad utilizada suele ser en pies cúbicos en condiciones estándar de gas (scf), o metros cúbicos en condiciones normales (Nm³), por tonelada de roca prospectiva, que se correlaciona con algún parámetro de los registros, generalmente el índice de rayos gamma.

La mayoría de las rutinas de interpretación de los registros en pozo abierto facilitan una correlación entre el TOC y las lecturas de rayos gamma, junto con una estimación de la densidad de grano, que permite calcular la porosidad.

Se suelen realizar sobre los testigos ensayos para medir la porosidad y la permeabilidad así como análisis mineralógico detallado, que permite predecir la fiabilidad de la formación, esto es la facilidad para ser fracturada.

No obstante, para evaluar un yacimiento con precisión, se suele necesitar un robusto modelo petrofísico, que permita calibrar los registros a pozo abierto con las medidas reales efectuadas sobre los testigos en el laboratorio, y que incluye las variaciones en TOC junto con la mineralogía.

Debido a la baja permeabilidad matricial de los yacimientos no-convencionales, las microfracturas naturales contribuyen al flujo de gas, pero no son suficientes para alcanzar una producción comercial.

Consecuentemente la identificación de los sistemas de fracturas naturales es un elemento clave. Aspectos como la: orientación, distribución, tamaño, intensidad de las fracturas, junto con la fiabilidad de la formación prospectiva son capitales.

Si la formación lo merece, en uno de los pozos perforados y después de ser estimulado mediante fracturación hidráulica, se realiza una o varias pruebas de larga duración.

Exploración

Para ello se requiere achicar el agua, previamente inyectada durante la fracturación, con el fin de abatir la presión en fondo de pozo y permitir la desorción del gas.

Los flujos iniciales de gas son elevados. Al principio se produce preferentemente el gas presente en el espacio poral y las microfracturas. Posteriormente, la presión en el yacimiento desciende, el caudal baja y se va liberando el gas adsorbido con un lento declino y durante un largo periodo de tiempo.

Desarrollo y explotación del gas no-convencional

La perforación horizontal y fracturación son las dos técnicas que se emplean para la extracción de los recursos de gas que albergan los tres tipos de yacimientos de gas no-convencional: CBM, gas de pizarra y gas de baja permeabilidad.

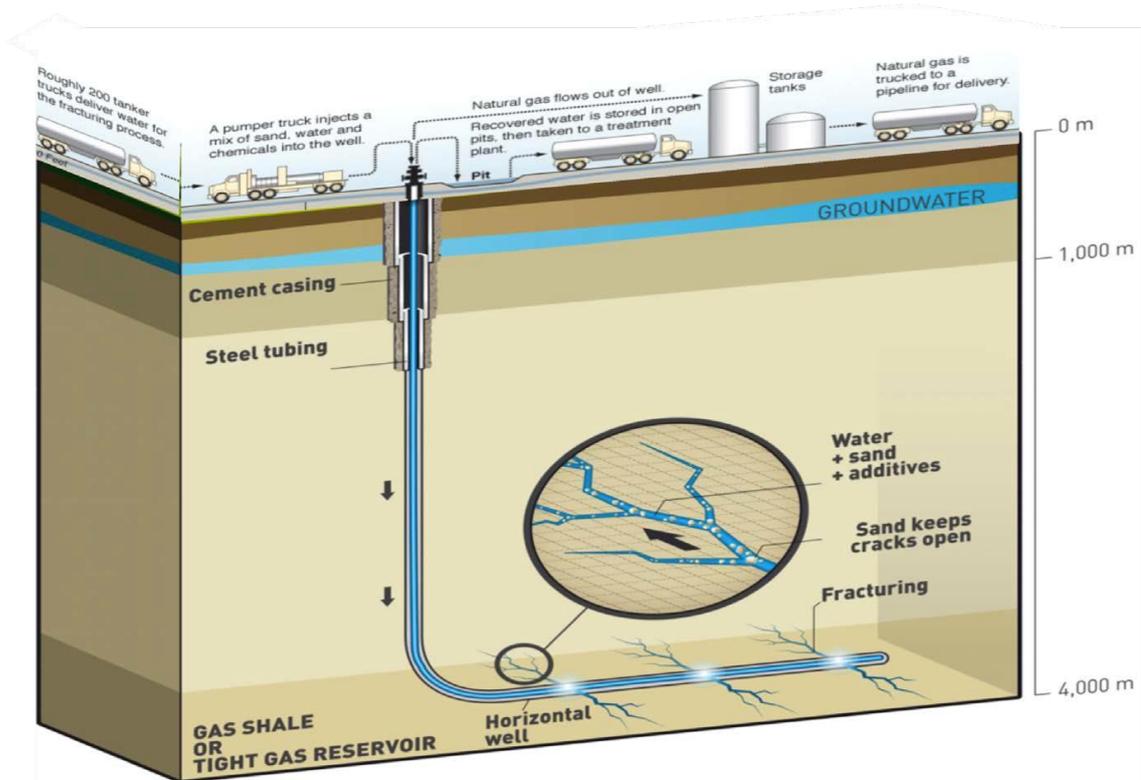


Figura 11. Geometría en tres dimensiones de una perforación con fracturación hidráulica

- La perforación horizontal

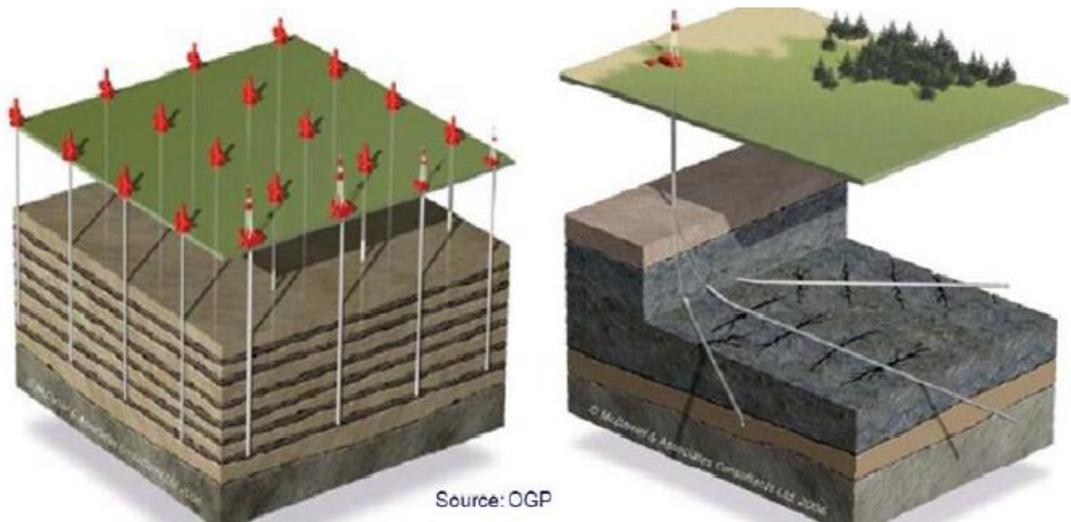


Figura 12. Representación perforación vertical/horizontal

El primer avance en la perforación horizontal se desarrolla en la década de los 80, con la mejora de los motores de fondo y la telemetría del pozo.

Desarrollo y explotación del gas no-convencional

El motor de fondo es una turbina hidráulica movida por el fluido de perforación, que se sitúa casi en el extremo de la sarta de perforación, y evitando de este modo la rotación de toda la sarta, haciendo girar solo la herramienta de corte y permitiendo variar el ángulo de ataque para dirigir la perforación en la dirección deseada y con el ángulo adecuado.

Mediante la telemetría se envía una señal desde el fondo del pozo, prácticamente desde la herramienta de corte, hasta la superficie permitiendo conocer su situación, junto con alguna información adicional, relativa al tipo de roca y fluidos que se están cortando.

Un avance que se realizó la década pasada fue el aumento de la longitud de la sección horizontal del pozo, apoyándose en el perfeccionamiento de las tecnologías antes mencionadas, el motor de fondo y la telemetría del pozo, junto con las mejoras continuas en los fluidos de perforación y las herramientas de corte, pasando rápidamente de secciones de 100m a más de 2km en horizontal.

Los avances actuales se centran en la consecución de pozos mucho más largos en su sección horizontal, más profundos, más precisos y con múltiples ramas.

- **La fracturación hidráulica**

La fracturación hidráulica es una técnica desarrollada en EEUU a inicios del siglo XX al objeto de mejorar el caudal de los pozos de muy baja productividad. Al final de los años 70's, la fracturación hidráulica ya era una tecnología probada, aplicada de un modo estándar para transformar en comerciales, pozos de baja productividad, fundamentalmente, de gas en yacimientos convencionales.

La combinación de perforación horizontal junto con varias etapas de fracturación hidráulica en un mismo pozo, comenzó a ser usada para la extracción de gas en yacimientos no-convencionales en Norteamérica en los años 2002- 2003.

La técnica consiste en generar uno o varios canales de elevada permeabilidad a través de la inyección de agua a alta presión, de modo que supere la resistencia de la roca y que abra una fractura controlada en el fondo de pozo, en la sección deseada de la formación contenedora de gas.

Con el fin de evitar el natural cierre de la fractura, en el momento en que se relaja la presión hidráulica que la mantienen abierta, se bombea, junto con el agua, un agente de sostenimiento (propante), comúnmente arena, que mantiene la fractura abierta de un modo permanentemente.

En si, no es una técnica novedosa, en el mundo se han sobrepasado ampliamente el millón de operaciones de fracturación hidráulica de pozos. La tecnología avanza en la realización de fracturaciones más focalizadas, menos demandantes en agua y con productos más amigables para el medioambiente.

- **La extracción**

Ya hemos explicado que es la perforación horizontal y la fracturación hidráulica y ahora vamos a explicar de una forma esquemática y gráfica como se realiza la extracción del gas de esquisto.

Desarrollo y explotación del gas no-convencional

1. El primer paso consiste en realizar una perforación vertical en el terreno para introducir una tubería a gran profundidad, hasta alcanzar la capa de pizarra. Existen tres métodos principales de perforación: rotación, percusión y roto-percusión. Para las profundidades donde se encuentran las formaciones de esquistos el único método viable es la rotación, el mismo método usado en los pozos de petróleo.

La rotación directa por lodos, consiste en perforar usando únicamente un movimiento de rotación, producido por una "tabla de giro" en una torre de perforación y un gran peso proporcionado por los barrones de carga. La broca de perforación para la rotación suele ser un tricono, fabricado en carburo de tungsteno. A través de la tubería de perforación se suele bombear lodo bentonítico que sirve para enfriar el cabezal de perforación, para arrastrar los detritus que se generan con la perforación y para estabilizar las paredes del pozo.

Las fases de la perforación son:

- a) Se instala en el lugar designado la torre de perforación y se perfora hasta topar un acuífero. Se introduce una tubería conductora o tubería guía hasta una profundidad aproximada de 10 a 30 metros que asegura la estabilidad del suelo cerca de la superficie del pozo. Esta tubería se sella con una capa de cemento exterior.
- b) El pozo se perfora hasta superar la máxima profundidad de los acuíferos de la zona. Una vez sobrepasado el acuífero, se retira el tricono y toda la tubería de perforación y se procede a "encamisar" el pozo con tubería de acero y un hormigón especial para esta tarea. En este momento se suele instalar una válvula anti-reventones para las tareas que se realizarán después. Este encamisado también previene cualquier contaminación del acuífero con los fluidos utilizados en la fractura. Se realiza una prueba de presión.



Figura 13.Entubado de superficie y cementación de alta resistencia para proteger los acuíferos.

- c) La perforación continúa hasta un nivel más profundo donde se instala un segundo revestimiento (intermedio), utilizando procesos similares a los del de superficie.



Figura 14.Entubado intermedio y cementación de alta resistencia.

- d) A unos 150 metros antes de la formación de esquistos se retira el tricono y la tubería de perforación. A esta profundidad se debe comenzar la perforación horizontal. Se desciende una nueva broca acoplada a un "motor de lodos" o "mud motor". Esta nueva broca gira de manera independiente, del resto de tubería, y es la propia presión del lodo que pasa a través de la tubería lo que mueve esta broca. Una vez que se finaliza la perforación del pozo y se completan los registros de perforación, se instala un tercer revestimiento metálico que se sella, para una mayor seguridad, con cemento, de igual manera que en los dos tramos anteriores.

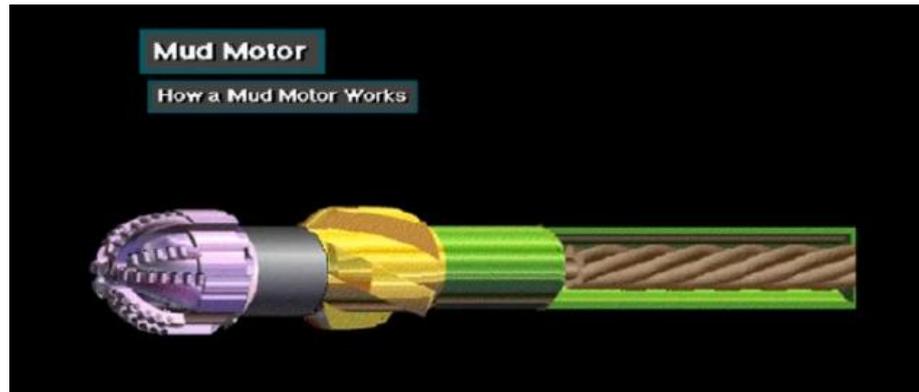


Figura 15. Motor de lodos



Figura 16. Entubado de producción y cementación de alta resistencia.

- e) Al llegar a la capa de pizarra, que suele estar entre los 4.000 y los 5.000 metros de profundidad, se realiza una perforación horizontal de entre 1,5 km y 3 km de longitud. Cuando se alcanza la distancia necesaria se retira toda la tubería de perforación con la broca y se encamisa todo el pozo con tubería de acero y hormigón. Para mayor seguridad también se puede encamisar varias veces concéntricamente. Una vez terminado este proceso se retira la torre de perforación y se instala una boca de pozo provisional y con esto concluye el primer paso, la perforación.
2. Entonces se comenzaría con la fracturación hidráulica. Comienza insertando una pistola perforadora en el pozo. La pistola perfora la parte horizontal del pozo.



Figura 17. Pistolas perforadoras

Con la perforación del encamisado se permite al agua a presión salir y romper el esquisto para liberar el gas natural que contiene. En este punto se comienza a bombear la mezcla de agua, arena y diferentes agentes químicos que fracturaran la roca.

A lo largo de la sección horizontal del pozo se realizan varias etapas de fracturación hidráulica con el fin de incrementar el volumen de roca drenado. Cuanto mayor sea la interconexión de la red de micro fracturas natural con la red fracturas inducidas, más eficiente será el drenaje del gas y mayor el factor de recuperación.

Se bombea a gran presión por la tubería miles de metros cúbicos del líquido de fragmentación, también llamado, fluidos de estimulación. Según la empresa BNK Petroleum, los fluidos de estimulación se componen de aproximadamente 99,9 % de agua dulce y apuntalante (arena). Según la plataforma española sobre la exploración del gas no-convencional, Shalegas, un pozo típico utiliza entre 10.000 m³ a 30.000 m³ (volumen de una piscina olímpica de 2500 m³) de agua durante el proceso de estimulación mediante fracturación hidráulica. Fuera de contexto, esta cifra puede parecer elevada. Sin embargo, hay que tener en cuenta que se trata de una técnica que se realiza tan solo una vez con el fin de liberar el gas almacenado en las rocas a lo largo de muchos años. Además, comparada con otras alternativas, la necesidad de agua durante la vida útil del pozo es más baja por unidad de energía producida que en el caso del carbón, la energía nuclear o la energía utilizada en una central térmica solar.

El apuntalante, por lo general, es arena pero puede ser otro material con características similares. El 0,1 % restante se compone de los aditivos necesarios para garantizar la colocación correcta del apuntalante en las pequeñas grietas generadas en el esquisto. La composición del fluido empleado para la fractura hidráulica será descrita extensamente en un punto mas avanzado.

Desarrollo y explotación del gas no-convencional

3. El fluido de estimulación, impacta contra la roca, fracturando su superficie y liberando el gas pizarra.
4. Una vez que la roca de esquisto se fractura y las pequeñas grietas se rellenan con apuntalante, entre un 20-80% de la mezcla del agua (según datos de la empresa BNK) y aditivos altamente diluidos fluyen nuevamente a la superficie. Estos datos contrastan con los ofrecidos por la plataforma Shalegas (65-80%) . En este fluido, conocido también como “retorno” ,puede haber también líquidos y minerales que se encontraban de forma natural en la formación rocosa fracturada.
5. El fluido de retorno se recicla o se reutiliza a través del filtrado, osmosis inversa, intercambio de iones y otras tecnologías; también puede ser reciclada en plantas de tratamiento autorizadas.

Desarrollo y explotación del gas no-convencional

6. Tras varias etapas de fractura, se instalan en la boca del pozo válvulas para contener el gas y se conecta a un gaseoducto cercano.

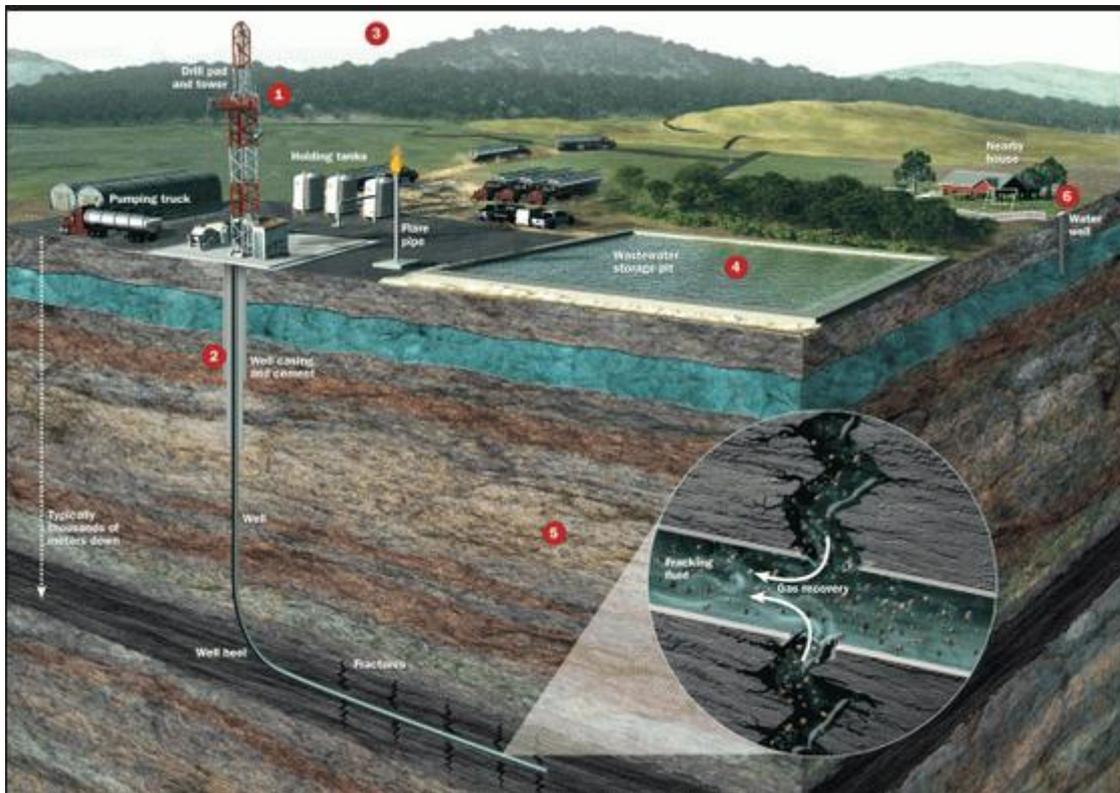


Figura 18.Planta estándar de extracción de gas por la técnica de la fractura hidráulica

En la figura anterior se muestra una planta de extracción de gas por fractura hidráulica en la que se ven los elementos que la componen:

- 1) Torre de apertura y control de perforación
- 2) Cemento y encapsulado del pozo
- 3) Tanques de retención del fluido extraído para separar el gas y camión cisterna con el agua de bombeo
- 4) Piscina de almacenamiento de aguas residuales
- 5) Fluido empleado para la fractura y gas recuperado
- 6) Casa cercana con un pozo de agua

Desarrollo y explotación del gas no-convencional

Todo operador está interesado en controlar la propagación de las fracturas y asegurarse de que las fracturas realmente realizadas afectan únicamente a la formación que contiene el gas. Una propagación incontrolada significa una pérdida de energía, agua, productos químicos y en definitiva tiempo y dinero.

Cada elemento del subsuelo está sometido a un tensor de esfuerzos que se puede representar como un elipsoide, semejante a un “*balón de rugby*”, reflejando en el eje vertical las presiones litoestática e hidrostática, y en los ejes horizontales la hidrostática más los diferentes esfuerzos de compresión o tracción a que estaría sometido ese elemento del terreno.

La técnica más exitosa en el control de las fracturas está basada en la tecnología de micro sísmica, que permite seguir el crecimiento de la apertura de las fracturas en profundidad, y su orientación dentro de la formación productiva, mientras se lleva a cabo el tratamiento de fracturación.

Consiste en distribuir, en las proximidades de la zona a fracturar, tanto en superficie como en fondo de los pozos próximos, una serie de geófonos, al objeto de registrar la energía liberada, en forma de ondas, ocasionadas por la fracturación de la roca.

Posteriormente, toda la información registrada se procesa de un modo similar a como se procesa la sísmica 3D, permitiendo ubicar en el subsuelo las pequeñas fuentes de energía resultantes de la fracturación de la roca, y consecuentemente conocer la extensión y geometría de la fractura.

En un reciente informe de la Real Academia de Ingeniería del Reino Unido se afirma que es altamente improbable que las fracturas artificiales se extiendan más de un kilómetro en vertical, de hecho en un estudio realizado sobre varios miles de pozos de EEUU, África y Europa (Davies et al.), fue de 600 m la máxima longitud observada. En el mismo estudio encontraron que sólo el 1% de las fracturas tenían una extensión superior a los 350 m, y que la mayoría de las fracturas se extendían entre 200 y 300m.

A principio de 2012M. Kevin Fisher y Norman R. Warpinski publicaron un interesante análisis basado en varios miles de fracturaciones realizadas sobre las formaciones más relevantes explotadas para gas no-convencional en EE.UU., tales como las *Barnett Shale*, *Woodford Shale*, *Marcellus Shale* e *Eagle Ford Shale*.

Desarrollo y explotación del gas no-conventional

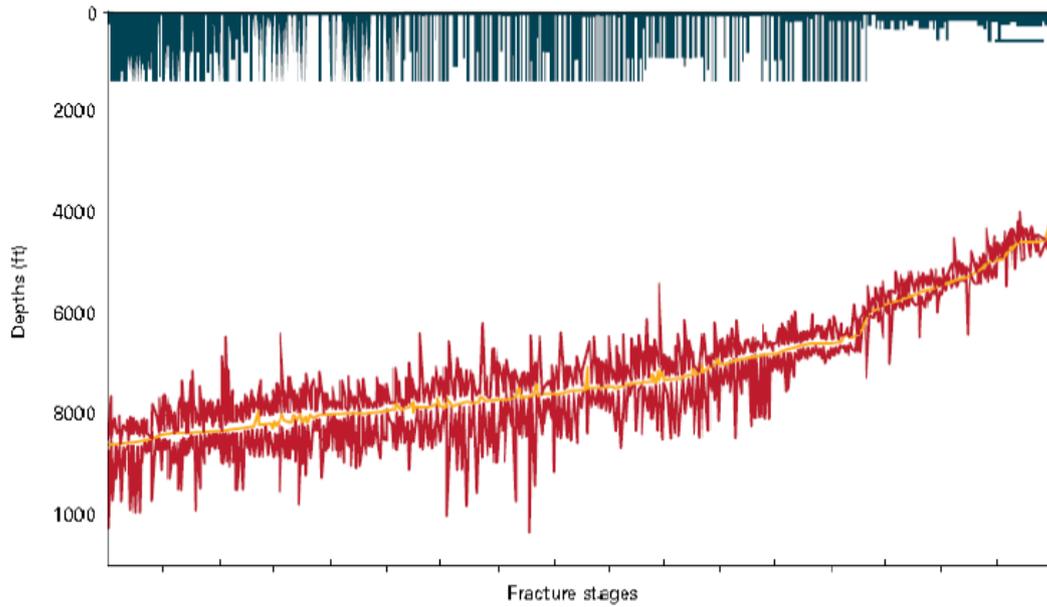


Figura 19. Gráfico de las Barnett Shale

En la figura adjunta, se muestra a modo de ejemplo, el gráfico de las Barnett Shale, realizada en base a centenares de operaciones de fracturación, en donde se indica la profundidad (línea amarilla) de la fracturación y la extensión hacia arriba y hacia abajo de la fractura creada (líneas rojas), junto con la profundidad del acuífero superior (líneas azules).

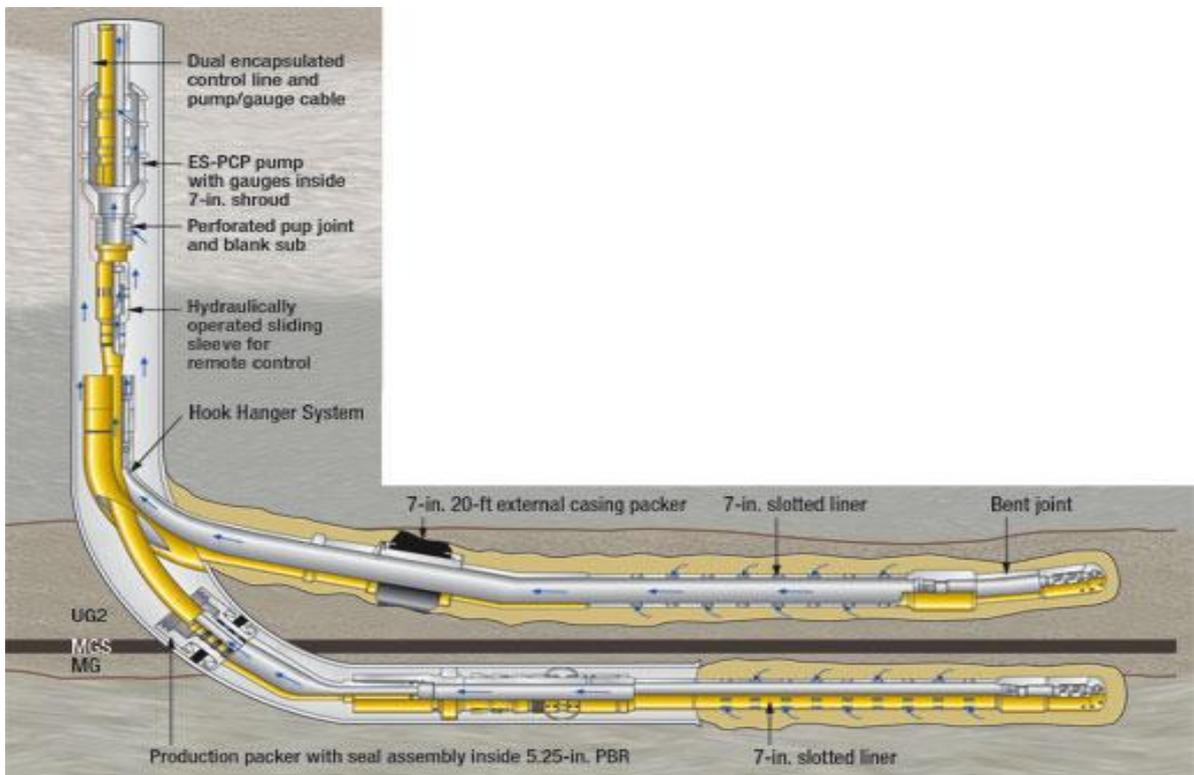


Figura 20. Técnica de perforación horizontal

Fracking a escala global

En este apartado vamos a analizar la situación del gas de esquisto por todo el mundo (América, Asia, Europa...) y para evaluar las perspectivas de la industria del gas no-convencional en diversas partes del mundo, hay algunos factores que resultan críticos:

Suministro	Las reservas de gas de esquisto deben de ser lo suficientemente grandes para garantizar la enorme inversión en tiempo y dinero que se requiere para su extracción y completa explotación.
Demanda	La demanda de gas natural sigue subiendo a medida que crece la demanda de energía. El precio del Gas natural esta actualmente a la baja en algunas regiones, y la riqueza del recién gas de esquisto podría hacer bajar su precio aun mas. Pero como la producción de petróleo y de gas de fuentes convencionales continua disminuyendo, el precio local del gas natural relativo a otras fuentes de energía dictaminara si las inversiones a largo plazo requeridas para el desarrollo y explotación de una obra producirán suficientes ingresos.
Infraestructura	La producción y distribución del gas de esquisto requiere más infraestructura que solo pozos. Los sitios de explotación deben estar adecuadamente conectados mediante carreteras y tuberías, por ejemplo.
Apoyo reglamentario	Las compañías privadas necesitan del apoyo de sus países para desarrollar a gran escala la capacidad de producción de gas de esquisto. Un régimen bien desarrollado, con un acceso previsible a permisos y licencias del gobierno para la exploración y el desarrollo son cruciales.
Riesgo para la reputación	Mientras la seguridad del gas de esquisto en referencia al medio ambiente está bajo estudio, muchos promotores de gas no-convencional están encontrándose una fuerte oposición por parte de grupos medioambientales en relación a los problemas de seguridad y salud relacionados con la tecnología de fractura hidráulica y el agua usada.
Contexto geopolítico	Muchos países que dependen de las importaciones de gas natural, la seguridad energética es una preocupación. El gas de esquisto podría ayudarles a llegar a ser más auto-suficientes. Por otro lado, países que son tradicionalmente exportadores de petróleo y gas tendrán que reaccionar hacia un mercado cambiante. Las cuestiones políticas resultantes podrían alterar radicalmente las relaciones entre países.

Tabla 8. Factores clave para que el shale gas tenga éxito

El interés creciente por los recursos de gas no-convencional queda patente con la frecuencia con que se modifican los informes y estadísticas de las principales agencias mundiales y oficinas nacionales de energía.

Así, a finales de 2010, el World Energy Council emitió un informe (“Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas”) en el que afirmaba que “el shale gas podría ser una solución potencial para muchos de los desafíos energéticos, en particular en Estados Unidos”. En el

Fracking a escala global

mismo informe señalaba la existencia de 142 cuencas de shale gas en el mundo en las que se localizarían un total de 688 yacimientos con recursos de gas significativos.

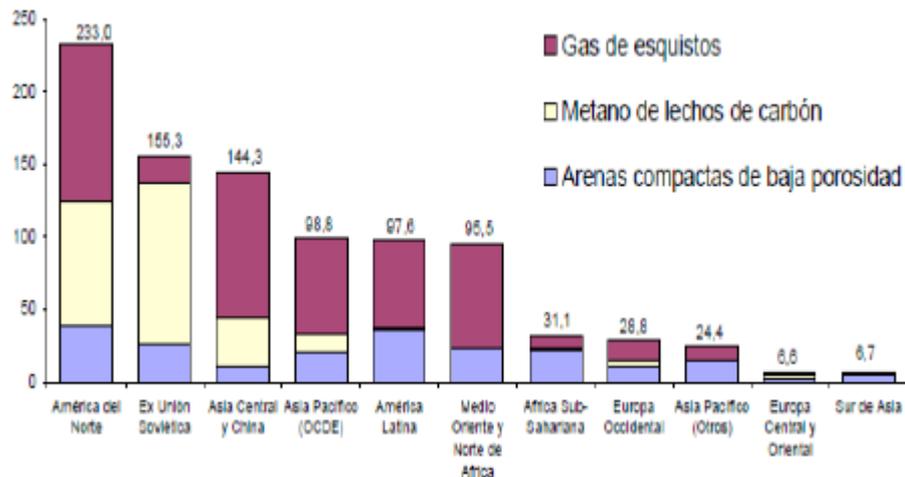


Figura 21. Recursos mundiales no convencionales de gas natural por región. Fuente: Roberto D.Brandt, Buenos Aires

En abril de 2011, la *Energy Information Administration* (EIA) del gobierno norteamericano, publicó otro informe en el que se analizaba los recursos no convencionales de gas para algo más de 40 países (excluyendo varios países con potenciales significativos, como el caso de Rusia) y haciendo hincapié, fundamentalmente, en el *shale gas*. El mencionado informe elevaba significativamente (en más del 40%) el potencial de gas a nivel mundial, concluyendo que los mayores recursos se localizan en China, seguida de Estados Unidos y Argentina. Sin embargo, estas evaluaciones pronto quedaron obsoletas, tras llevar a cabo varias exploraciones, se demostró la existencia de recursos mayores a los inicialmente estimados. Tal es el caso del Reino Unido, en el que tras realizar una exploración en Lancashire, se calcularon unos recursos de 200 Tcf cuando la estimación previa era de 1,4 Tcf para todo el país. Esta situación obligó a la Agencia Internacional de la Energía (IEA) a emitir un nuevo informe en noviembre de 2011 titulado “*Are we entering a golden age of gas?*” (“¿Estamos entrando en una edad de oro del gas?”), modificando al alza las cifras anteriores y sus estimaciones sobre el consumo energético mundial para las próximas décadas, reduciendo la importancia del petróleo y del carbón e incrementando la del gas.

Fracking a escala global

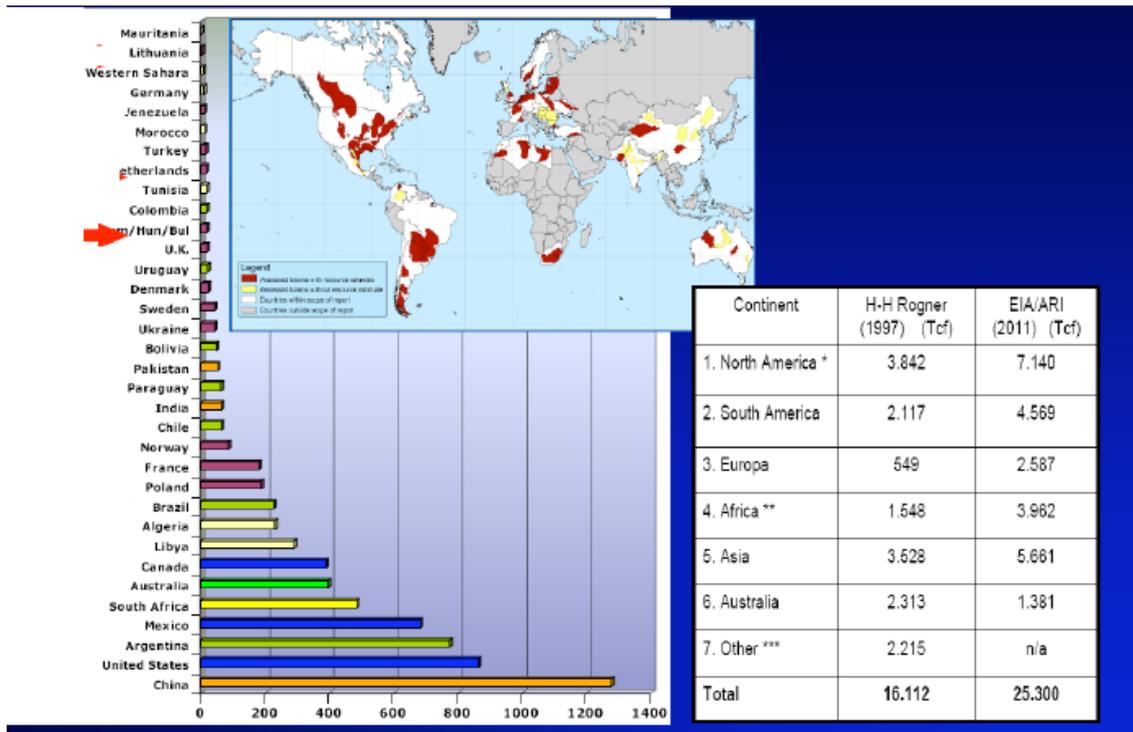


Figura 22. Recursos técnicamente recuperables de shale gas (tcf). Fuente: Energy Information Administration

Según ese nuevo informe, el previsible aumento de la explotación de gas no-convencional va a generar un *boom* en el consumo de gas que será igual al crecimiento combinado del carbón, de la energía nuclear y el petróleo. De acuerdo con la IEA, la proporción de gas en el mix energético ascendería del actual 21% al 25% en 2035. El gas no-convencional supondría el 20% de la producción total frente al actual 12%.

Las nuevas estimaciones muestran recursos, de gas convencional y de no-convencional, equivalentes a casi 250 años del actual consumo mundial de gas, cifrando la aportación del gas no-convencional en, aproximadamente, la mitad de los mismos. Mencionar que las reservas probadas de gas actualmente estimadas alcanzarían para algo más de 60 años, al ritmo de extracción presente.

Un aspecto importante de estos nuevos recursos exploratorios es su ubicación y el potencial impacto geopolítico. Frente a la concentración geográfica del gas convencional y del petróleo, los yacimientos de gas no-convencional se encuentran mejor distribuidos geográficamente, lo que disminuirá los desequilibrios globales de las balanzas comerciales de los países energéticamente dependientes. Rusia y China concentran casi el 43% de estos recursos de gas no-convencional, América del Norte el 23%, América latina el 12,3%, y Oriente Medio sólo el 5,7%.

La explotación del gas no-convencional podría llegar a convertir en autosuficientes, o incluso exportadores, a países que actualmente son grandes importadores de energía, de ahí que haya surgido una oleada de interés por parte de la mayoría de los países por la exploración y obtención de los beneficios económicos, derivados de la explotación de los respectivos recursos autóctonos del gas no-convencional.

Fracking a escala global

El informe de la IEA prevé que el gas no-convencional constituirá en 2035 el grueso de la producción de gas natural en Estados Unidos y China, lo que auparía a estos dos países al segundo y tercer puesto del ranking mundial de productores, con 779 bcm (27,5 Tcf) y 303 bcm (10,7 Tcf) por año, respectivamente. Rusia seguiría ocupando el primer lugar de dicho ranking, con 881 bcm(31.1 Tcf) anuales, la mayor parte de los cuales provendrían de fuentes convencionales.

La Agencia de la energía de Estados Unidos distingue dos grupos de países donde la extracción de gas de pizarra es mas interesante o viable:

- El primer grupo consiste en los países que tienen una alta dependencia de gas natural de importación, tienen como mínimo alguna infraestructura de producción de gas natural y en los que las estimaciones de recurso de gas natural son significativas respecto a su consumo de gas.(Francia, Polonia, Turquía o Ucrania)
- El segundo grupo de países son aquellos en los que se estima que las reservas de gas de pizarra son muy grandes y en los que ya existe infraestructura para la producción y exportación de gas natural. (Canadá, México, China, Australia, Libia, Argelia o Brasil).

España no se encuentra en ninguno de los dos grupos.

En la siguiente tabla se refleja una estimación de las reservas de gas no-convencional por países.

País	Reservas de gas de esquisto, trillones de pies cúbicos
China	1,275
USA	862
Argentina	774
México	681
Sudáfrica	485
Australia	396
Canadá	388
Libia	290
Algeria	231
Brasil	226
Polonia	187
Francia	180
Otros	647

Tabla 9.Estimación de las reservas de gas no-convencional por países. Fuente:Energy Information Administration

“Aparte de Norte América, China, Argentina y quizás Polonia, la mayoría de esos recursos no estarán contribuyendo al suministro global hasta después de 2020”, dijo Will Pearson, director de los recursos naturales y energía global del grupo Eurasia.

Exactamente cuánto gas no-convencional se esconde fuera de Norte América es un asunto de conjeturas, pero la lista de países con potencial de poseer grandes reservas crece constantemente. Se sabe que Canadá y México tienen grandes reservas de gas de esquisto. Australia ya produce metano de yacimientos de carbón además de poseer una gran cantidad de

Fracking a escala global

gas de esquisto. África también posee grandes reservas de gas, aunque el año pasado se anunció una moratoria al fracking. Argentina e India podrían unirse al club del esquisto, como Algeria y Libia. Incluso Rusia y Arabia Saudí, los mayores productores de petróleo convencional, tienen reservas de gas de esquisto

Pero la mayor reserva mundial de gas no-convencional puede estar escondida en China

LA PERSPECTIVA AMERICANA

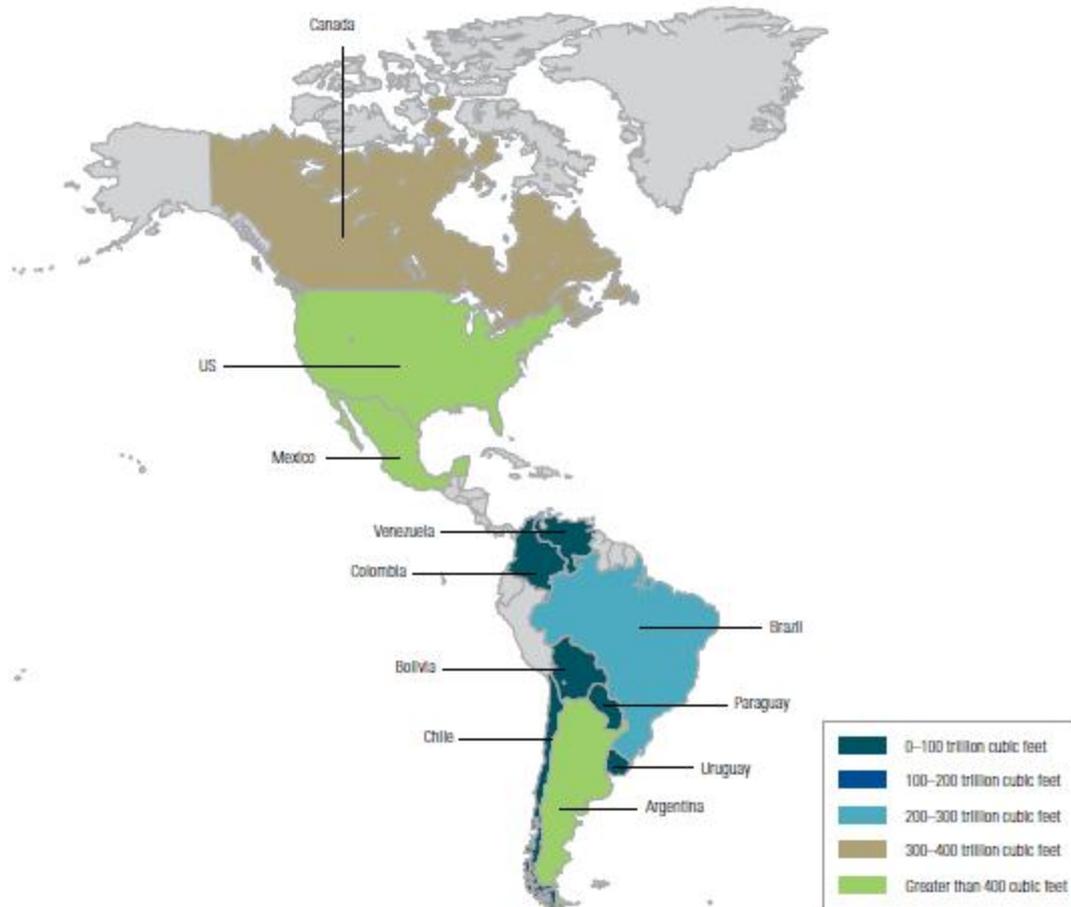


Figura 23. Recursos de gas no-convencional en América. Fuente: Energy Information Administration

ESTADOS UNIDOS - La transformación de un país importador en uno exportador

En los Estados Unidos, las compañías han abierto el acceso a grandes reservas de gas de esquisto. El país se encuentra sumido dentro de un boom del gas de esquisto, con las reservas existentes siendo puestas a plena producción en Pensilvania, Luisiana y Texas, y con nuevas reservas que han sido encontradas recientemente en Marcellus, Eagle Ford y Utica.

Los Estados Unidos se basan mayoritariamente en el petróleo, gas y carbón – que son menos caros y más abundantes. Las energías renovables, tales como solar, eólica, geotérmica y biomasa, están ganando fuerza, pero aun no están a un nivel viable a escala comercial para desempeñar un papel importante en la matriz energética del país en un futuro próximo.

Fracking a escala global

Norteamérica, es decir, Estados Unidos y Canadá se pueden considerar como una isla sin conexión a los grandes campos de extracción de gas del mundo. Esta región es que tiene un mayor consumo de gas a nivel mundial y tuvo que afrontar la decadencia de la producción de gas convencional en su territorio. Las extracciones de gas convencional se estabilizaron a partir de 1997, para luego ir decreciendo debido al agotamiento de los pozos de mayor producción.

Esta situación de desabastecimiento se afrontó con la explotación de los yacimientos de gas no-convencional. Esto ocurrió durante la administración de George Bush Jr., en la cual, el vicepresidente Dick Cheney eximió a las compañías energéticas de cumplir ciertas restricciones que se incluían en las actas “Clean Air Act” y “Clean Water Act”. Estas actas fueron redactadas durante la administración de Nixon, que fue la primera en la historia americana en promover un marco regulatorio para una gestión sostenible de los recursos del aire y el agua, de este modo se formó la Environmental Protection Agency (E.P.A.). El vicepresidente Cheney eliminó estas restricciones mediante el “Energy Bill” de 2005, que además de afectar a los recursos de aire y agua, también incluía los recursos de suelo. Esta situación fue la propicia para que se produjera un despliegue de la infraestructura extractiva mediante fracking de manera desordenada y voraz.

Las compañías más beneficiadas fueron los mayores agentes de este sector en Norteamérica, las cuales siguen siéndolo hoy día, y son: Cabot Oil & Gas, Williams, Encana y Chesapeake. La empresa que desarrollaba la tecnología del fracking, Halliburton, nombró presidente ejecutivo a Cheney en el año 1995. Cheney se marchó de la empresa durante la campaña de las elecciones presidenciales del año 2000 con una indemnización por despido de 36 millones de dólares.

Por lo tanto, la producción del gas de esquisto tiene el potencial de transformar el mercado energético estadounidense y el del resto del mundo. Los Estados Unidos han sido tradicionalmente un país importador, principalmente de Canadá, por sus necesidades de gas natural. El tamaño de los yacimientos de gas de esquisto de USA y las recientes inversiones en desarrollarlos podría hacer que los EEUU lleguen a ser autosuficientes. La abundancia de gas ha propiciado que los precios del gas natural en Estados Unidos hayan experimentado un descenso significativo situándose en el entorno de 2-3 US\$/por millón de BTU la cotización del Henry Hub, frente a los precios medios en Europa que rondan los 9 o 10 US\$/por millón de Btu y los 14US\$/por millón de Btu, en Japón. Así en el año 2010, Estados Unidos contribuyó en un 76% (360 bcm, o 12,7 Tcf) al total de la producción mundial de gas no-convencional, generando unos 600.000 empleos.

Year	Natural gas	Oil	Coal	Nuclear	Wind	Hydro
2015	25.77	39.10	19.73	8.77	1.40	2.92
2020	26.00	39.38	20.85	9.17	1.41	3.00
2025	25.73	39.84	22.61	9.17	1.49	3.04
2030	26.58	40.55	23.39	9.17	1.54	3.07
2035	27.24	41.70	24.30	9.14	1.59	3.09

Tabla 10. Previsiones para el consumo de varias fuentes de energía en los EEUU (Cuatrillón Btu). Fuente: Energy Information Administration

Como con todos los recursos energéticos, el gas de esquisto está bajo el ojo crítico por parte de organizaciones no gubernamentales y agencias gubernamentales, y tal oposición puede retrasar los permisos y programas de producción. Por ejemplo, muchos estados tales como Nueva York,

Fracking a escala global

Texas y Pensilvania, los cuales poseen grandes yacimientos cercanos a centros poblados, están a punto de imponer una regulación estatal adicional con respecto a las emisiones de aire y agua en operaciones nuevas y ya existentes(a día de hoy, Nueva York ya ha puesto en suspenso la instalación de este tipo de explotaciones, aprobando una moratoria, mientras que en Buffalo City y en Pittsburg ya se ha prohibido la técnica de fractura hidráulica o fracking). Además, en 2010, la US EPA (Agencia de Protección Medioambiental de Estados Unidos) fue solicitada por varios grupos medioambientales para la puesta en marcha de una investigación que dé cuenta de los potenciales impactos negativos que la técnica de fractura hidráulica puede tener sobre la calidad del agua y la salud pública (cuyos resultados todavía no han sido publicados).

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), si el ritmo de extracción de este gas, denominado en inglés *shale gas*, no se detiene y la explotación prevista de nuevos yacimientos acaba en éxito, es más que probable que el país sea energéticamente autosuficiente en apenas un par de décadas. De hecho, actualmente EEUU ya produce más gas natural que Rusia, de quien dependía hasta hace apenas unos años.

En conclusión, la explotación del shale gas en Estados Unidos, ha aportado al país:

- Bajada en el precio de la energía
- Autoabastecimiento
- Una mayor competitividad
- Creación de empleo

¿Algunos factores del éxito del fracking en EEUU?, de una entrevista a Francis O'Sullivan, director del Programa de Sostenibilidad Energética del Massachusetts Institute of Technology(MIT), podríamos sacar alguno:

- **¿Hay condiciones para que se explote también el shale gas en Europa?, ¿Se dará en Europa un éxito como el que se ha producido en EE.UU.?**

Primero, diría que es muy caro en Europa, demasiado. Estados Unidos es el primer productor mundial de gas, y el segundo productor de petróleo. Por eso, tenemos enormes industrias, con instalaciones, expertos y servicios, y los precios se abaratan. En Europa, en cambio, no hay estos expertos, ni estos equipos ni estas infraestructuras para producir gas o petróleo. Por eso, Europa deberá llamar a Estados Unidos; necesita su tecnología, y eso ya hace que el precio se dispare. Supongo que por eso será mucho más caro.

- **¿Esos altos costes impedirán su desarrollo?**

Nunca se dará un desarrollo como el de Estados Unidos. No se dará un fenómeno parecido al de Estados Unidos. Puede ser que se encuentren algunas oportunidades, algunos negocios concretos de algunas empresas y lugares, pero en general no será nada parecido a lo que hemos vivido en Estados Unidos.

Hay otra gran diferencia. En Estados Unidos, todo depende de la voluntad de una comunidad local o de una región, y si esa comunidad decide que el proyecto puede ser muy beneficioso, porque con él se paga el colegio o los servicios del municipio y todo el mundo se beneficia, eso favorece que se pueda llevar a cabo. Pero si una comunidad no está de acuerdo, no se hace. Cuando se encuentra un pozo, todo el mundo se beneficia de él. Pero en Europa esos beneficios no son para el propietario (pues el terreno sobre el que se asienta el yacimiento no es de su propiedad), sino que son

Fracking a escala global

beneficios para el Gobierno. Pero unos beneficios para el Gobierno son vistos como algo difuso e inconcreto para la gente, y si de esa inversión no salen beneficiarios concretos no es posible que la gente lo acepte.

Gas Natural Fenosa, Endesa e Iberdrola se han convertido en los protagonistas europeos de la revolución del shale gas norteamericano. Las tres compañías están acaparando en los últimos meses los contratos de suministro con Cheniere, una compañía con sede en Texas que lidera la irrupción de hidrocarburos no-convencionales en el mercado energético.

En conjunto, las tres compañías españolas han firmado contratos con Cheniere valorados en más de 40.000 millones de euros para suministro de gas a veinte años, adelantándose así en una carrera en la que también compiten otros gigantes internacionales mundiales como los europeos Total, BG y Centrica, el indio Gail o Kogas (Korea Gas Corporation).

CANADA - El más lento en reaccionar

Canadá es el tercer mayor productor de gas del mundo, con una producción media anual de 6.4 trillones de pies cúbicos. Canadá es tradicionalmente conocido como poseedora de grandes reservas de gas convencional, y fue la suministradora clave de gas natural a los Estados Unidos durante décadas hasta la reciente explosión del gas no-convencional en el país. Canadá ahora va por detrás de los Estados Unidos en desarrollar sus nacientes fuentes de gas de esquisto. Pero con las fuentes de gas natural convencional en caída, la industria de Canadá esta volviéndose hacia fuentes no-convencionales, gas de esquisto incluido.

Mientras que la producción comercial a gran escala del gas de esquisto no ha comenzado todavía en Canadá, muchas compañías están ahora explorando y desarrollando fuentes de gas de esquisto en Nuevo Brunswick, Alberta, Quebec y British Columbia.

Year	Natural gas	Oil	Coal	Nuclear	Renewable
2015	3.6	4.5	1.0	1.3	4.3
2020	3.8	4.4	1.0	1.4	4.9
2025	4.3	4.4	1.0	1.5	5.2
2030	4.7	4.5	1.0	1.7	5.7
2035	5.2	4.7	1.1	1.8	6.0

Tabla 11. Previsiones para el consumo de energía por fuentes en Canadá (Cuatrillón Btu). Fuente: Energy Information Administration

Las primeras exploraciones en Quebec, prometen mucho. Estimaciones preliminares sugieren que la reserva podría guardar más de 20 trillones de pies cúbicos de gas recuperable. Si las estimaciones son correctas, el desarrollo del gas de esquisto en el este de Canadá podría inclinar la balanza de la producción lejos de las provincias del oeste. La proximidad de dicha provincia a Ontario y mercados del noroeste de Estados Unidos hacen que Quebec adquiera una muy buena situación para explotar sus depósitos de gas de esquisto. A día de hoy, y debido al debate social que se está produciendo en torno a los riesgos para la salud humana y el medio ambiente que conlleva la técnica de la fractura hidráulica, existe una moratoria sobre Quebec a la espera de resultados de estudios medioambientales detallados. Se ha encomendado a un plantel de once

Fracking a escala global

expertos elaborar un estudio independiente sobre los impactos medioambientales de la técnica, mientras tanto, la provincia de Quebec ha cancelado todos los permisos de exploración, sin compensación a las empresas promotoras.

Canadá exporta actualmente alrededor del 50% del gas natural que produce, pero carece de las instalaciones de procesamiento necesarias para licuar y enviar gas licuado (LNG), más allá de América del Norte. Con el aumento de la producción de EEUU, Canadá tendrá que desarrollar nuevos mercados para sus excedentes de gas natural. En Octubre de 2011, el NEB (National Energy Board) emitió la primera licencia a largo plazo para la exportación de LNG, despejando el camino para 5 mil millones de \$ de proyecto para desarrollar una terminal de exportación de LNG en el noroeste de Columbia Británica. Este terminal permitiría a Canadá poder exportar LNG a Japón, Corea del Sur y China, permitiendo de esta forma a los productores canadienses entrar en mercados mas allá del norteamericano por primera vez.

Con las crecientes demandas de energía y los altos precios del gas natural, el rápido desarrollo de los países de Asia podría presentar mercados potenciales al gas licuado de Canadá. En 2010 por ejemplo, el precio del LNG en Japón es USD\$10.91 (MMBtu), comparado con el precio del gas natural en Canadá USD\$3.69/MMBtu. Sin embargo, Canadá puede esperar una fuerte y fiera competencia por la zona asiática si Australia y China también impulsan su producción para atender las necesidades del mercado asiático.

ARGENTINA - En busca de un aumento

Exploraciones preliminares en Sudamérica sugieren que grandes depósitos de gas esquisto se encuentran en varios países como Argentina, Brasil, Colombia... De hecho, las reservas de gas de esquisto en Brasil son consideradas las segundas más grandes en la región después de Estados Unidos, pero hay poco interés ni inversión en explorar estos recursos. Argentina es el único país sudamericano que parece a punto de embarcarse en la producción a gran escala de gas de esquisto, principalmente en la cuenca de Neuquén. Estudios preliminares prevén que el desarrollo en Argentina gracias al gas de esquisto será muy importante para la economía del país.

Los políticos argentinos parecen estar a favor del desarrollo del gas de esquisto. Dada la actual dependencia de Argentina en las costosas importaciones de gas natural provenientes de Bolivia y Qatar. Argentina está dando prioridad en desarrollar sus propios recursos. De hecho, todos los proyectos de gas de esquisto que vienen en línea se incluirán en el marco de Gas Plus Argentina (una iniciativa del gobierno que permite mejores precios de venta para las nuevas ofertas de gas de esquisto).

LA PERSPECTIVA EUROPEA

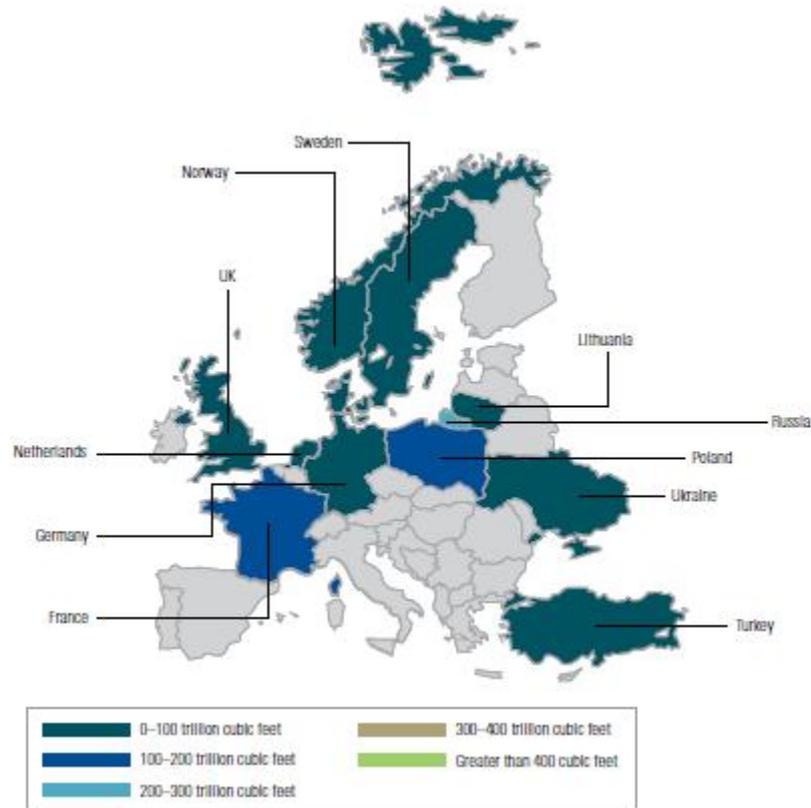


Figura 24. Recursos de gas no-convencional en Europa. Fuente: Energy Information Administration

En Europa existe un gran interés por identificar los recursos no-convencionales de gas como consecuencia de su gran dependencia externa en materia de hidrocarburos. La iniciativa privada y las instituciones públicas están realizando una revisión sistemática de las cuencas geológicas europeas con prometedoras perspectivas para la producción de gas no-convencional.

La primera iniciativa importante de investigación en Europa, centrada en el estudio de los recursos de gas de esquisto en Europa, se denomina GASH (Gas Shales in Europe) y en ella participaron numerosos institutos tecnológicos europeos coordinados por GFZ alemán.

Grandes cantidades de gas de esquisto y otras fuentes de combustible no-convencional han sido reportados en Reino Unido, Holanda, Alemania, Francia, Escandinavia, Noruega, Polonia, Ucrania y Turquía. En la actualidad, casi la mitad de los recursos estimados en Europa se concentran en dos países: Polonia con aproximadamente un 29% del total de los recursos europeos calculados (representan menos del 3% de los recursos mundiales) y Francia, con unos recursos del 28% del total europeo. Aunque esta distribución podría cambiar a medida que las investigaciones en el resto de Europa vayan avanzando. Actividades de exploración están ocurriendo, principalmente a través de empresas conjuntas para compartir el riesgo y los conocimientos técnicos. Sin embargo, debido a una amplia gama de obstáculos económicos, ambientales y legislativos, la idea de la producción a gran escala del gas de esquisto sigue siendo una duda. Gran competición, altos costes de producción y márgenes bajos están frenando

Fracking a escala global

el apetito para que la inversión en la producción de gas de esquisto de comienzo. A diferencia de Estados Unidos y Australia, el régimen legislativo en Europa está relativamente sin desarrollar. Las compañías están forzadas a trabajar sin un marco normativo, ni siquiera dentro de la Unión Europea hay un acercamiento universal. El acceso a los permisos de exploración y promoción de licencias es incierto, creando un significativo riesgo regulatorio. Junto con la no existencia de incentivos a las poblaciones locales y la no familiaridad con la explotación del nuevo recurso.

Problemas medioambientales a un lado, los países europeos carecen de recursos especializados y la infraestructura necesaria, creando dudas sobre la viabilidad económica a largo plazo de las empresas de gas de esquisto. Aunque hay una esperanza de que los avances tecnológicos pudieran abaratar los costes de la producción de gas de esquisto, esto no es probable que ocurra a corto plazo.

Polonia es el país europeo más activo en la exploración para gas no-convencional. Se investigan objetivos (Silúrico, Ordovícico y Cámbrico superior) en las cuencas geológicas : Báltica, Podlasie y Lublin. Las primeras estimaciones de sus recursos de gas no-convencional sitúan las cifras en 5,300 bcm(187 Tcf).

Francia cuenta con un potencial de 5.100 bcm (180 Tcf) bastante similar al polaco. Los recursos Investigados se localizan en la cuenca de París con un objetivo en el Carbonífero-Permiano y otro de edad Toarciense del Jurásico, así como en la cuenca de Aquitania, con objetivos Jurásicos (Lías y Jurásico superior).

Los recursos compartidos entre Noruega, Suecia y Dinamarca, en la formación geológica conocida como Alum Shale, de edad del Cámbrico - Ordovícico, se cifran en unos 4200 bcm(148 Tcf). Aunque todas estas cifras probablemente serán notablemente modificadas a medida que los recursos exploratorios se vayan reconociendo y valorando.

Otro aspecto a tener en cuenta es el papel de Rusia. El gas de esquisto representa una grave amenaza para los intereses en la producción de gas convencional de Rusia, y los políticos rusos se han vuelto muy ruidosos en los debates europeos sobre la seguridad ambiental de la producción de gas de esquisto. Además, casi el 25% del gas natural que fluye hacia Europa a través de Ucrania es transportado por Gazprom, la compañía nacional de transporte de gas ruso. Si Polonia, Hungría y otros países son capaces de desarrollar el potencial de la producción comercial del gas de esquisto, la influencia de Rusia en Europa podría disminuir.

Por otra parte, y a pesar de estas buenas expectativas por parte del sector del gas natural, debido al debate social que se está produciendo en torno a los riesgos para la salud humana y el medio ambiente que conlleva la técnica de la fractura hidráulica, existen en Europa diferentes posturas ante el uso de esta técnica.

En este sentido, en Francia, en 2011, la Asamblea Nacional francesa decidió, mediante la ley 835/2011, la prohibición de la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante la técnica de fractura hidráulica. En concreto se prohíbe en todo el territorio francés la utilización de la técnica de la fracturación hidráulica de la roca para la exploración y explotación de cualquier hidrocarburo. Habiendo suspendido los permisos exploratorios ya concedidos, basándose en el principio de precaución. La prohibición se basa en las incertidumbres acerca de los riesgos que esta técnica conlleva para la salud humana y el

Fracking a escala global

medio ambiente, sin embargo la fracturación hidráulica está permitida en la investigación y explotación de los recursos geotérmicos.

Esta posición ha abierto un intenso debate en Francia y dentro del propio gobierno de Hollande. Mientras la Ministra de Medio Ambiente, Delphine Batho, perteneciente al partido de los verdes, se muestra opuesta a la técnica, el socialista y Ministro de Industria, Arnaud Montebourg, se ha mostrado partidario de explorar los potenciales yacimientos de gas no-convencional al objeto de reducir las importaciones de energía y rebajar los costes energéticos. El debate no está cerrado. En noviembre 2012, por encargo del presidente francés, el consejero de Competitividad, Louis Gallois, presentó un informe con 22 recomendaciones para relanzar la industria francesa. La quinta recomendación era reemprender la exploración de las shale gas. En sus últimas declaraciones, el presidente Hollande parece mostrarse considerablemente más abierto a esta idea. De lo anteriormente comentado, podemos sacar la conclusión cambios en los gobiernos, elecciones europeas, ... pueden cambiar la autorización y prohibición de la explotación del gas de esquistos así como cambiar el desarrollo de nuevas normativas que acoten este asunto a nivel europeo y nacional.

En Dinamarca, Bulgaria y República Checa a lo largo de 2012 también se han aprobado moratorias a la explotación del gas pizarra, hasta que los impactos se hayan estudiado en profundidad y se evalúen los riesgos. Además existen moratorias o prohibiciones a esta técnica en estados federales y cantones en Alemania y Suiza y existe el debate sobre posibles moratorias en Rumania y Austria. En este último país, el gobierno ya ha introducido unos requisitos de salvaguarda medioambiental tan exigentes, que varias empresas (como el grupo OMV) se han retirado asegurando que la explotación no sería rentable a nivel económico. Por el contrario, Polonia ha afirmado su objetivo de ser el país de la UE pionero en el aprovechamiento de las pizarras con gas y, para ello, ha anunciado la publicación de una ley específica que regule el desarrollo de esta actividad. En la misma línea, el Reino Unido ha decidido recientemente reanudar las exploraciones, después de algo más de un año de haberlas retenido para resolver las dudas que las técnicas empleadas suscitan. En este sentido, se ha propuesto generar un régimen fiscal favorable y promover la obtención de gas natural con rentabilidad económica para sustituir la declinante producción de los yacimientos del Mar del Norte, con el objetivo de reducir la factura energética y crear empleos asociados.

Son extremadamente relevantes dos recientes resoluciones aprobadas, el 21 de noviembre del 2011, por el Parlamento Europeo en relación con las *shale gas*. Una sobre “*Las repercusiones medioambientales de la extracción de gas y petróleo de esquisto (2011/2308(INI))*” y otra sobre “*Los aspectos industriales, energéticos y otros del gas y del petróleo de esquisto (2011/2309(INI))*” y que se detallan más abajo.

En el mismo sentido y en la misma fecha, el Parlamento rechazó una enmienda que pretendía instar a los estados miembros a no autorizar nuevas operaciones de fractura hidráulica en la UE.

- **La resolución sobre los impactos medioambientales** destaca que “la extracción de combustibles fósiles no-convencionales, conlleva riesgos; considera que estos riesgos deben controlarse mediante la adopción de medidas preventivas como, por ejemplo, una planificación adecuada, la realización de ensayos, el uso de las nuevas tecnologías y la aplicación de las mejores prácticas, así como la recopilación de

Fracking a escala global

datos, el seguimiento y la presentación de informes de manera regular, en el contexto de un sólido marco regulado... hace referencia a la evaluación preliminar de la Comisión sobre el marco jurídico de la UE, en materia medioambiental, aplicable a la fracturación hidráulica; insta a la Comisión a hacer uso de sus competencias en materia de transposición y de aplicación en materia medioambiental a todos los Estados miembros, e insta también a presentar, en el plazo más breve posible, orientaciones relativas a la elaboración de datos de referencia en materia de control de las aguas necesarios para la evaluación de impacto ambiental de la exploración y extracción de gas de esquisto junto con los criterios que se han de aplicar para evaluar el impacto de la fracturación hidráulica”(sic). En definitiva concluye que el desarrollo sostenible del shale gas es posible, si se realiza de manera segura para el medio ambiente. La propuesta de la Comisión al respecto se espera para 2013.

- **La resolución sobre los aspectos industriales** confirma que son los estados miembros los competentes para decidir si autorizan actividades de exploración o extracción del shale gas. Los eurodiputados concluyen que se puede dar respuesta a las preocupaciones sobre el shale gas si las buenas prácticas de la industria se aplican en lo que respecta a construcción de los pozos, tratamiento de las aguas, monitorización de la actividad sísmica, etc. El informe insta a la UE a seguir el ejemplo de los Estados Unidos en lo que a técnicas de captura del gas metano se refiere.

También en el mismo sentido favorecedor de la exploración del gas no-convencional, dentro de un entorno de prudencia y control de la actividad, ha habido en diciembre de 2012, dos movimientos importantes en dos países muy relevantes de la UE, en el Reino Unido y en Alemania.

En el Reino Unido a raíz de un incidente ocurrido en 2011, en la localidad de Blackpool, en el noroeste de Inglaterra, y relativo a una sismicidad inducida por una fracturación hidráulica, se prohibió dicha actividad. Después de analizar el incidente la administración británica durante más de un año, el primer ministro David Cameron anunció el 11 de diciembre pasado el levantamiento de la prohibición, junto con una serie de medidas fiscales favorecedoras de la industria del gas no-convencional. Aunque hay una serie de factores que podrían impedir o dificultar la viabilidad del fracking en el Reino Unido:

- El agua requerida para la extracción del gas de pizarra podría poner una presión considerable en los suministros locales a nivel local en el Reino Unido.
- El riesgo de contaminación de acuíferos por químicos peligrosos involucrados en la extracción es probable que sea fuente significativa de objeciones locales. Además, Reino Unido está densamente poblado y consecuentemente cualquier pozo asociado con la extracción de gas de pizarra estará relativamente cerca de centros de población. La proximidad de tales extracciones originará distintas preocupaciones locales, por ejemplo: la perforación requerirá varios meses si no años de actividad en superficie que potencialmente conllevará contaminación acústica intrusiva; los altos niveles de movimientos de camiones durante la construcción de un pozo tendrá un importante impacto en las ya concurridas carreteras; y la considerable demanda de uso de tierra de la extracción de gas de pizarra pondrá mayor presión en un recurso ya escaso.

Fracking a escala global

En Alemania, el 13 de diciembre de 2012, el parlamento alemán aprobaba continuar con la exploración de gas no-conventional, incluyendo la técnica de la fracturación hidráulica, y encargando a una comisión el seguimiento y estudio de la fracturación hidráulica, con el fin de tomar las medidas regulatorias de la actividad, si fuera necesario. En la misma sesión fue derrotada una propuesta del partido de Los Verdes para prohibir el *Fracking*.

Como motivos subyacentes estaban: la mejora en el autoabastecimiento energético a precios competitivos y la sensación de que la actividad de fracturación hidráulica convenientemente realizada es un riesgo perfectamente abordable.

Dada la necesidad de los Estados miembro de la Unión Europea de aplicar el principio de precaución, se debería retrasar la explotación de gas de pizarra al menos hasta que la Agencia de Protección Ambiental de EEUU publique sus resultados y, dependiendo de los mismos, quizás durante más tiempo

ASIA, LA PERSPECTIVA DEL PACIFICO

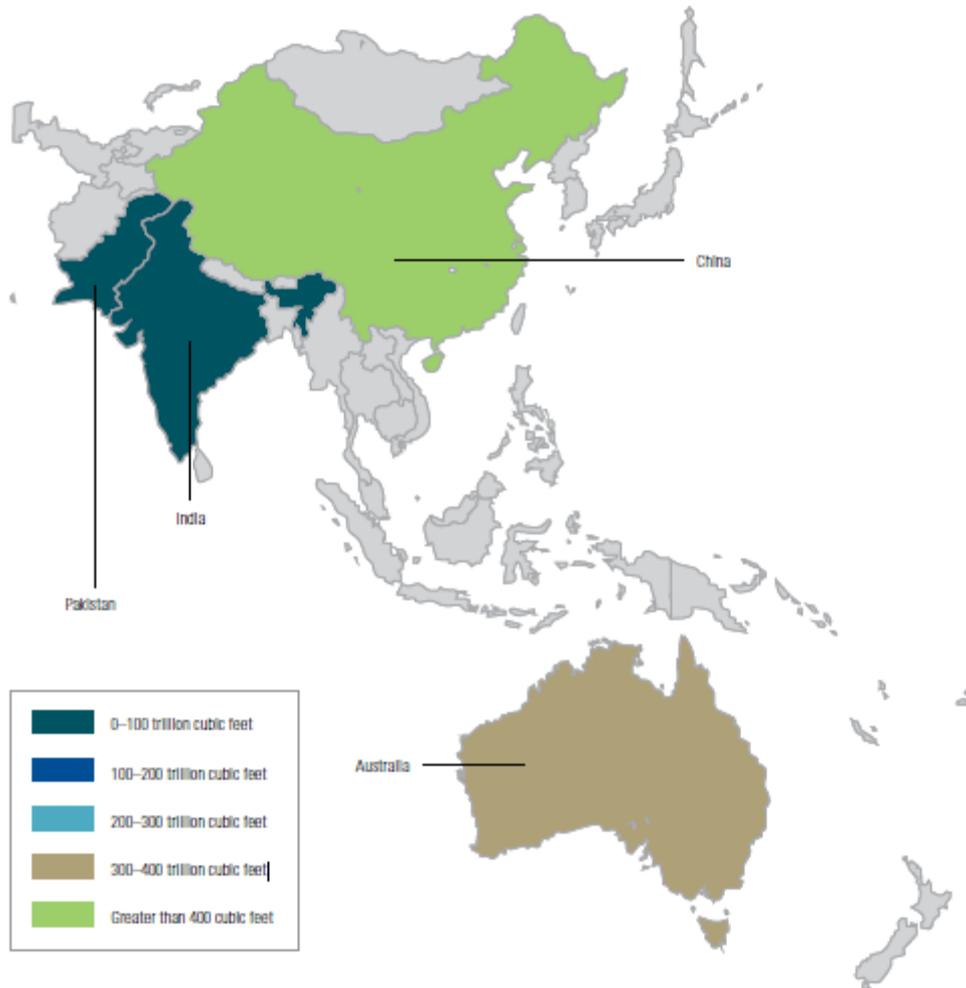


Figura 25. Recursos de gas no-conventional en Asia. Fuente: Energy Information Administration

Fracking a escala global

-AUSTRALIA - El precio de la extracción

Australia es uno de los países más ricos del mundo en lo que a reservas de gas convencional se refiere. El principal motor del crecimiento en los mercados del gas es la oportunidad de vender gas en el mercado internacional a través de las instalaciones de LNG.

Debido a la relativa pequeña población de Australia, la demanda doméstica de gas natural es limitada, y por tanto, el país produce gas natural para exportarlo en forma de gas licuado. Con tuberías limitadas, plantas de licuado de gas natural u otras infraestructuras, el desarrollo del gas de esquisto está en un estado inmaduro y su viabilidad económica es incierta. Además de que el gas de esquisto en Australia suele estar ubicado en localizaciones remotas, haciendo su comercialización más cara.

Year	Natural gas	Oil	Coal	Nuclear	Renewable
2015	1.4	2.3	2.5	-	1.2
2020	1.6	2.3	2.5	-	1.4
2025	1.9	2.4	2.5	-	1.4
2030	2.1	2.5	2.5	-	1.5
2035	2.3	2.5	2.5	-	1.6

Tabla 12. Previsiones para energía suministrada por diversas fuentes en Australia (Cuatrillón Btu). Fuente: Energy Information Administration

Muchos expertos piensan que una producción significativa de gas de esquisto en Australia está por lo menos a una década de ser una realidad y tendrá que afrontar una serie de retos debido a los siguientes factores:

- El coste de la extracción de gas de esquisto es el triple de caro que en Estados Unidos debido a la ausencia de infraestructuras, mano de obra cualificada, contratistas y que no haya tecnología de extracción y expertos.
- Ya hay problemas sobre el fracking en el contexto del gas de veta de carbón, así que es muy probable que ocurra lo mismo con el gas de esquisto.
- El gas de esquisto puede que no sea capaz de competir con el gas de veta de carbón debido a que este está localizado cerca de grandes centros de población que consumen este gas mientras que los depósitos de esquisto se encuentran alejados y requieren de transporte.

Los yacimientos de gas de esquisto están alejados de los centros de población, por lo tanto, su producción puede encontrar menos oposición en lo que a medio ambiente respecta.

Para los productores australianos, el gran problema que envuelve al gas de esquisto es el coste de su extracción. Actualmente no hay suficientes incentivos a las compañías para invertir de una forma significativa en el gas de esquisto. Si las condiciones mejoran, el país está muy bien posicionado para desarrollar un mercado exportado tales como Malasia, Taiwán, Japón, Corea y China.

Fracking a escala global

CHINA - Plan estratégico a cinco años

En 2010, el gobierno chino comenzó a explorar la producción de gas de esquisto. Mientras no hay unas estadísticas oficiales, se estima que China posee alrededor de 1,275 trillones de pies cúbicos en depósitos de gas de esquisto. Gas de esquisto podría ser la mayor fuente de energía terrestre de china, y el país está intentando desarrollar este recurso con el fin de disminuir su dependencia de Rusia y de otras fuentes extranjeras de gas de esquisto.

El objetivo de China para 2020 es cubrir la mayor parte de sus necesidades energéticas mediante fuentes alternativas. Como parte de su estrategia, China formara una asociación estratégica con compañías extranjeras con el propósito de adquirir conocimientos y tecnologías necesarias para desarrollar y explotar sus reservas de gas de esquisto. Una de esas asociaciones es la formada por PetroChina y ShellOil, con entre 10-15 pozos en operación, produciendo alrededor de 2,000 metros cúbicos diariamente. Esta empresa empezó en 2010 y está situada en el oeste de China. En 2011, la producción comenzó también en Sichuan Basin.

Year	Natural gas	Oil	Coal	Nuclear	Renewable
2015	5.6	24.5	80.7	2.3	11.2
2020	7.1	27.7	85.5	4.3	15.8
2025	9.0	31.6	96.4	6.1	17.8
2030	10.6	33.3	106.5	7.8	19.7
2035	12.1	34.4	113.6	9.5	21.6

Tabla 13. Estimaciones de consumo de energía suministrada por diversas fuentes en China (Cuatrillón Btu).

Fuente: Energy Information Administration

Fracking 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, sin duda, más que interesante para un país que importa prácticamente el 99% de sus hidrocarburos, con un elevado coste de la energía (tiene una dependencia energética de casi el 90%) y casi seis millones de parados. Según estudios, España puede albergar reservas suficientes de gas no-convencional para abastecer el consumo durante 40 años (las corrientes mas optimistas hablan de 75 años) y produciría 10,000 puestos de empleo

España que, comparativamente con el resto de países europeos, es un país semiexplorado en materia de hidrocarburos convencionales, se encuentra en una etapa muy temprana en la prospección de recursos no-convencionales.

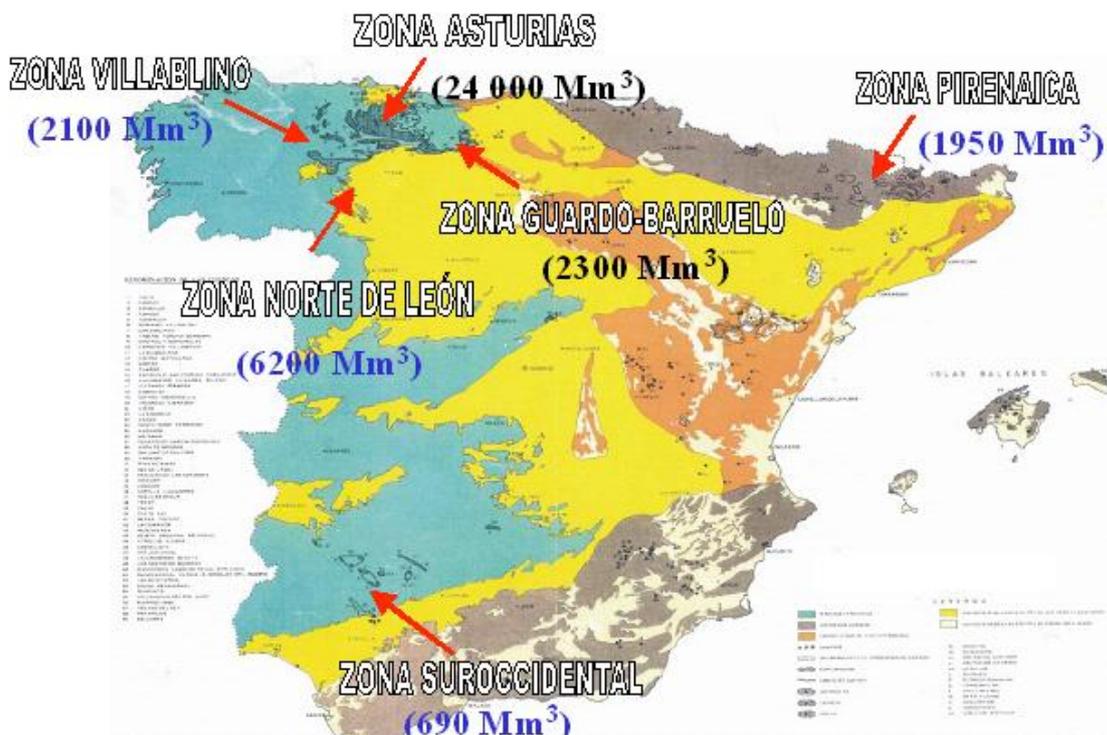


Figura 26. Inventario de metano en capa de carbón (CBM) Fuente: IGME, 2004

Si bien, cada vez son más las compañías interesadas en explorar las cuencas españolas, con ambientes de deposición, historias de enterramiento y regímenes de presión análogos a los de las cuencas sedimentarias de otros países, en los que se están desarrollando proyectos, tal y como demuestran las primeras investigaciones realizadas.

Los recursos de metano en capa de carbón (CBM) fueron estimados en el año 2004 por el instituto Geológico y Minero de España (IGME) mediante la elaboración de un primer inventario de recursos en España en el que se analizaron las posibilidades de las principales cuencas carboníferas: Asturias, zona norte de León, Villablino, Pirineos, Guardo-Barruelo y zona suroccidental.

En un principio, las cuencas carboníferas asturianas son las que presentan un mayor potencial. Las potencias de las capas de carbón y sus contenidos en gas son semejantes a las de otras muchas de las cuencas productoras de CBM en el mundo. Sin embargo, los elevados buzamientos de las capas de carbón, suponen un reto tecnológico a superar.

Fracking en España

A pesar del interés de las compañías, toda la actividad exploratoria está prácticamente parada debido a las dificultades para la 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-conventionales. Se ha otorgado los permisos exploratorios: Luena, Arquetu, Urraca, Enara, Mirúa, Usapal y Usoa.

ARQUETU:

- Solicitud permiso de investigación Arquetu: Resolución de la Dirección General de Industria (Consejería de Industria y Desarrollo Tecnológico) del Gobierno de Cantabria por la que se publica la solicitud del Permiso de Investigación de Hidrocarburos denominado “Arquetu”, número 1 de Cantabria. *Boletín Oficial del Estado, 18 de mayo de 2010*
- Concesión permiso de investigación Arquetu : Decreto 26/2011, de 31 de marzo, por el que se otorga el permiso de investigación de hidrocarburos denominado “Arquetu” a la empresa Trofagás Hidrocarburos, S. L. *Boletín Oficial de Cantabria, 11 de Abril 2011*
- Anuncio concesión permiso de investigación Arquetu: Anuncio de la Dirección General de Industria (Consejería de Industria y Desarrollo Tecnológico) del Gobierno de Cantabria por el que se hace público el otorgamiento del permiso de investigación de hidrocarburos denominado “Arquetu”, número 1 del Registro de Cantabria. *Boletín Oficial del Estado, 4 de julio de 2011*

USAPAL:

- Concesión permiso de investigación Usapal: REAL DECRETO 58/2008, de 18 de enero, por el que se otorga el permiso de investigación de hidrocarburos denominado «Usapal» a la empresa “Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi, S.A.”, situado en las comunidades autónomas de Castilla y León, Cantabria y el País Vasco. *Boletín Oficial del Estado, 18 de febrero 2008*

LOS BASUCOS:

- Solicitud permiso de investigación Los Basucos: Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica la solicitud del permiso de investigación de hidrocarburos denominado “Los Basucos”. *Boletín Oficial del Estado, 19 de mayo de 2009*

BEZANA-BIGÜENZO:

- Concesión permiso de investigación Bezana-Bigüenzo: Real Decreto 1781/2009, de 13 de noviembre, por el que se otorgan a Petroleum Oil & Gas España, S.A., los permisos de investigación de hidrocarburos denominados «Bezana» y «Bigüenzo». *Boletín Oficial del Estado, 2 de diciembre de 2009*

LUENA:

- Solicitud permiso de investigación Luena :Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica la solicitud del permiso de investigación de hidrocarburos denominado “Luena”. *Boletín Oficial del Estado, 6 de febrero de 2010*
- Concesión permiso de investigación Luena: Real Decreto 1772/2010, de 23 de diciembre, por el que se otorga a la sociedad Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. el permiso de investigación de hidrocarburos denominado «Luena». *Boletín Oficial del Estado, 22 de*

Fracking en España

Sin embargo, y quizás precisamente por el creciente interés de estas compañías, también en España se están organizando movimientos sociales en contra del uso de la técnica del *fracking* por miedo a sus potenciales impactos 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.

La presión de estos movimientos ciudadanos contra la fractura hidráulica ha logrado que se paralicen algunos de los permisos de investigación solicitados o concedidos. Es el caso de Arquetu, en Cantabria. En otros casos las empresas han renunciado a los permisos. Así ha ocurrido en el caso de Porcuna, en Jaén o en algunos permisos de las cuencas mineras del Norte (León y Asturias). Recientemente se han presentado recursos contra la concesión de los permisos Urraca (Burgos y Araba) y Esteros, Nava y Almorada (Albacete).

En Septiembre de 2012, el Ayuntamiento de Vitoria denegó las dos primeras licencias a la empresa solicitante de los pozos Enara 1 y Enara 2 en la zona de Subijana, si bien los solicitantes habían renunciado con anterioridad a estas perforaciones. Las empresas pueden volver a solicitar los permisos en otras ubicaciones, pero este hecho demuestra la divergencia de opiniones en cuanto al uso de la técnica del *fracking* en España.

Cabe resaltar el Anteproyecto de Ley 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, sin ningún género de duda, que esta técnica no reviste ningún peligro para la salud humana ni para el medioambiente. El 24 de Junio de 2014, el Pleno del Tribunal Constitucional (TC) acordó estimar el recurso de inconstitucionalidad del Gobierno de la nación contra la Ley de Cantabria 1/13, expuesta anteriormente. Es la primera vez que el TC se pronuncia sobre fracking en una sentencia que permitirá decidir sobre contenciosos similares planteados en otras comunidades autónomas, entre ellas La Rioja y Navarra

El pasado 9 de Octubre de 2013, el Parlamento Europeo aprobaba que las actividades de extracción de hidrocarburo deben someterse a estudio de impacto ambiental obligatorio. Una novedad respecto al borrador inicial de la propuesta es que no solo deberán aplicarse estas precauciones a la extracción, sino también a la exploración.

La normativa actual es una directiva de 2011, sobre evaluación de impacto ambiental (EIA), que obliga a los Estados miembros a realizar estudios sobre los efectos para el medio ambiente de determinados proyectos. Esta normativa obliga a los proyectos relacionados con el gas natural que extraen al menos 500,000 metros cúbicos al día. Sin embargo, como generalmente las cantidades son inferiores, los promotores de estos proyectos no están obligados a hacer evaluación medioambiental previa.

Sin embargo, ahora los eurodiputados han aprobado que toda exploración y toda prospección mediante fracturación hidráulica, independientemente de la cantidad que se extraiga, deban someterse a evaluación de impacto ambiental. Entre otras cosas, el Parlamento propone también medidas para garantizar que los ciudadanos sean debidamente informados y consultados sobre los proyectos.

Por otro lado, el Congreso de los Diputados, aprobó el 11 de Octubre de 2013 el proyecto de Ley de Evaluación Ambiental, que controlara, entre otros, los impactos ambientales de extracción de hidrocarburos mediante fracking. la norma pretende reducir los plazos de tramitación de expedientes, para los que establece un margen de entre cuatro y seis meses frente a los 3,4 años de media que tardaban en resolverse anteriormente. Se ha aprovechado esta ley para introducir la fractura hidráulica dentro de unas leyes que no la contemplaban.

Fracking en España

En referencia al marco normativo que afecta a la explotación del gas no-convencional, uno de los más destacados, por el papel protagonista que desempeñaría en el futuro del gas no-convencional en España, es el que hace referencia a la seguridad y calidad industrial. La mayoría de los accidentes ocasionados por causa de la fracturación hidráulica en Estados Unidos, han sido debidos a un incompleto o defectuoso mantenimiento de la instalación, falta de calidad en los materiales empleados,...en conclusión, una ineficaz o inexistente normativa referente a la 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. Por su parte, el cuerpo normativo de la Calidad Industrial lo componen normas de aplicación voluntaria que recogen especificaciones técnicas basadas en los resultados de la experiencia y el desarrollo tecnológico. Son el fruto del consenso entre todas las partes involucradas en la actividad, y deben ser aprobadas por un Organismo de Normalización reconocido.

La legislación básica a este respecto es la recogida en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, modificada parcialmente por la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y en el Real Decreto 2200/1995, 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. Este último ha sido modificado desde su entrada en vigor por el Real Decreto 411/1997, de 21 de marzo, el Real Decreto 338/2010, de 19 de marzo, y por el Real Decreto 1715/2010, de 17 de diciembre, por el que se designa a la Entidad Nacional de Acreditación (ENAC) como organismo nacional de acreditación.

Estos textos se complementan con una serie de normas sobre productos (reglamento de equipos a presión, reglamento de seguridad en las máquinas...) y sobre instalaciones (almacenamiento de productos químicos, instalaciones de protección contra incendios...) que sin ser específicas para el *shale gas*, son de aplicación en la medida en que los elementos contemplados se utilicen en la explotación de gas no-convencional.

De todo el marco regulatorio referente a aspectos directo o indirectos del fracking podemos destacar unas conclusiones:

- 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 un desarrollo reciente y, en el caso Europeo, se percibe como una tecnología pionera que deberá demostrar en los años venideros su viabilidad técnico-económica.
- 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

Fracking en España

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.
- Se deberá reforzar el papel de las comprobaciones expost 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 medioambiente.
- 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 formulas 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 si mismo la necesidad de permitir a esta industria su desarrollo en Europa. No obstante, dicho desarrollo deberá realizarse sin menoscabo de los intereses de los ciudadanos que viven en los lugares potencialmente afectados por lo que el desarrollo, implementación y verificación del cumplimiento de un marco normativo estricto es particularmente relevante. Y sabiendo que en Europa no se produciera el mismo éxito económico que se produjo en EEUU mediante el fracking por aspectos que ya hemos comentado antes.

En ese sentido, hace falta conseguir que los técnicos encargados de la supervisión y control de la actividad sean profesionales formados y con experiencia en la materia, capaces de tomar decisiones con criterio, al objeto 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.

Situación actual en la región de Murcia y provincia de Albacete

La zona del NW de Murcia (Moratalla y Caravaca) y la del SE de Albacete (Socovos) comparten las margas negras impermeables del Kimmeridgiense inferior. En los años 60 del siglo XX se efectuó en el Anticlinal de Socovos el sondeo petrolífero “Río Segura” y se observó que existía gas.

También a mediados del siglo referido se perforó un sondeo, con los mismos objetivos, en la Depresión de Lorca y se encontró gas en unas pizarras bituminosas del Mioceno superior; pero

Fracking en España

en esta última zona no es aconsejable realizar investigaciones de este tipo, pues es conocido por todos su carácter sísmo tectónico y la operación podría excitar la liberación de la energía acumulada.

En la zona referida de Calasparra y Albacete existen dos importantes acuíferos, que son; el Anticlinal de Socovos y Sinclinal de Calasparra; ambos presentan grandes recursos y reservas hídricas asentadas en rocas carbonatadas del Cretácico superior. Sin embargo, el “fracking” se realizaría en las margas negras impermeables (no acuíferas) del Kimmeridgiense inferior (roca madre), situadas a más de 1.500m por debajo del muro de los referidos acuíferos (y a unas profundidades no inferiores a 2.500 - 3.000 m), existiendo por tanto un potente “colchón impermeable de seguridad” intermedio que protegería a los acuíferos suprayacentes.

Es más preferible realizar el “fracking” en el Anticlinal de Socovos que en el Sinclinal de Calasparra, pues en aquel, además de saber ya que existe gas en el Kimmeridgiense inferior, los espesores de las rocas impermeables que separan la zona de “fracking” y el acuífero del Cretácico Superior, son mucho mayores. No obstante, también se podría realizar en el Sinclinal de Calasparra, pero en su mitad meridional (al Sur de la Venta del Olivo), ya que ahí está representado el Prebético Interno, con grandes espesores del tramo intermedio impermeable del Cretácico inferior. En este último sector, el muro de la roca madre (Kimmeridgiense inferior) estaría a una profundidad de 3.000 m y entre la zona de extracción de gas y el muro del acuífero carbonatado del Cretácico superior hay 1.500 m. de rocas impermeables, que protegerían con toda seguridad el acuífero



Figura 28.Permisos de exploración en la Región de Murcia. Fuente: B.O.E

La empresa de exploración de hidrocarburos Oil & Gas Capital recibió el 19 de marzo de 2013 permiso del Ministerio de Industria, Energía y Turismo para investigar la existencia de hidrocarburos en una zona denominada 'Leo' y ubicada entre Murcia y la provincia castellanomanchega de Albacete. La superficie de este permiso es de 40.260 hectáreas.

La compañía, que ya investiga la existencia de recursos no-convencionales en Andalucía en los que podría invertir 300 millones en caso de obtener resultados positivos, podría invertir en esta ocasión cerca de 13 millones solo en la fase de investigación.

Fracking en España

La solicitud para investigar el subsuelo de Albacete y Murcia fue remitida a la autoridad estatal en mayo de 2011, ya que el proyecto transcurre el territorio de una sola comunidad autónoma, como se aprecia en el Boletín Oficial del Estado (BOE).

En este caso, ha sido necesario también un informe del Ministerio de Defensa para evaluar el posible efecto negativo de la investigación sobre la defensa nacional. Defensa informó favorablemente el pasado 21 de septiembre de 2012, si bien ha incluido una cláusula de salvaguarda de sus intereses.

Oil & Gas ejercerá de titular único y operador durante un periodo de seis años de esta concesión. En los dos primeros años se realizarán estudios geológicos y de mercado, en los que la empresa deberá invertir unos 350.00 euros, mientras que en el tercero se realizará la primera perforación, con un gasto previsto de 4,5 millones.

Durante el periodo de vigencia del permiso, la empresa llevará a cabo en el área del permiso, el programa de investigación al que se ha comprometido y que consiste en:

- Primer año. Los trabajos a realizar durante el primer año consistirán en geología de campo para la realización de análisis geoquímicos, la recopilación de información técnica disponible procedente de actuaciones anteriores, la realización de una campaña gravimétrica, la realización de estudios preliminares de mercado para los trabajos de fases posteriores y una primera valoración de los objetivos exploratorios definidos. La inversión mínima será de 150.000 euros.
- Segundo año. Se continuarán con los estudios preliminares de mercado y se realizará el reprocesado e interpretación de la sísmica detectada en el año anterior. En función de los resultados, podrá diseñarse y ejecutarse un primer sondeo exploratorio. La inversión mínima será de 200.000 euros y a partir de este ejercicio, el titular podrá renunciar totalmente al finalizar cada uno de ellos.
- Tercer año. Se continuará con el reprocesado de la información sísmica, se adquirirá una nueva campaña sísmica de, al menos, 100 km y se perforará un primer sondeo exploratorio, en caso de no haber sido ejecutado en el año anterior. La inversión mínima será de 4.500.000 euros.
- Cuarto año. En función de los resultados de las actuaciones de años precedentes se diseñará un programa de investigación que incluirá, al menos, un nuevo sondeo y la adquisición de, al menos, 50 km² de sísmica 3D. La inversión mínima será de 4.000.000 de euros.
- Quinto y sexto años. Se perforará al menos un sondeo por año en función de los resultados anteriores. La inversión mínima será de 4.000.000 de euros anuales.

Fracking en España

El Gobierno ha adjudicado a la sociedad Invexta Recursos los permisos Aries-I y Aries-II, que abarcan las provincias de Albacete, Alicante y Murcia, por un periodo de seis años de unas 100.000 Ha cada uno. En ARIES II el proyecto consiste en convertir los pozos de sal de Pinoso en el mayor almacén subterráneo de España de reservas estratégicas de crudo y sus derivados, hasta 2.000.000 Tm.5 Incluirá la construcción de un oleoducto hasta Cartagena.

Durante la vigencia de dicho permiso, la empresa realizará el programa de investigación que se compromete a seguir y el cual se incluye en la concesión de permiso. Dicho programa se divide en los años de concesión como sigue:

- Primer año: Preparación de una síntesis geológica de la zona a partir de la recopilación de datos cartográficos, de subsuelo y de estudios gravimétricos de la zona. Cartografía de detalle de las estructuras. Recopilación de la sísmica disponible y, en su caso, reprocesado e reinterpretación de la misma. Elaboración de un programa de investigación complementario para el segundo año. Todo ello con una inversión mínima de 365.000 euros.
- Segundo año: Ejecución del programa de investigación complementario que incluirá al menos a realización de un sondeo estratigráfico con recogida de muestras y testigos y un programa de diagrafiado. Todo ello con una inversión mínima de 365.000 €.
- Tercer año y siguientes: En función de los resultados obtenidos en los dos primeros años se determinará el alcance y tipo de proyectos a realizar en los años tercero a sexto, pero las inversiones serán, en todo caso superiores a las mínimas establecidas por ley

La sociedad Oil & Gas solicitó el 14 de Abril de 2011 un Permiso de Investigación de Hidrocarburos denominado “Escorpio”, situado en los términos municipales de Cehegín, Moratalla y Calasparra (Murcia) con una extensión de 20.130 Ha. El cual ha sido aceptado por la Comunidad Autónoma el pasado 9 de mayo de 2013.

Durante la vigencia de dicho permiso, seis años, la empresa realizará el programa de investigación que se compromete a seguir y el cual se incluye en la concesión de permiso. Dicho programa se divide en los años de concesión como sigue:

- Primer año: Durante el primer año de vigencia del Permiso.
 - Geología de campo.
 - Revisión Geoquímica y Petrográfica de los rípios del sondeo Río Segura G-1.
 - Análisis geoquímico de las muestras recogidas.
 - Recopilación y digitalización de las disgrafías de pozo de los sondeos Río Segura G-1 y Murcia B-1 para análisis petrofísicos.
 - Recopilación de la información sísmica disponible.
 - Recopilación de las cintas de campo de las líneas sísmicas.
 - Realización de ensayos gravimétrico con un mínimo de 6 estaciones/km2 en un área no inferior a 50 km2 en la localidad de Moratalla la Vieja y modelado de la misma mediante perfiles de densidad.
 - Interpretación y valoración de todos los datos precedentes con el fin de determinar una primera valoración de los dos objetivos exploratorios prefijados.

Fracking en España

- Estudios preliminares de mercado relativos a Reprocesados sísmicos 2D y equipos de perforación para profundidades respectivas de 2.000 y 4.000 metros.
- Inversión mínima a realizar 100.000 €, equivalente a 4,97 €/Ha/año
- Segundo año: Durante el segundo año de vigencia del Permiso.
 - Ejecución de los programas de exploración complementarios definidos al final de las actividades del primer año.
 - En todo caso, el reprocesado de la sísmica de la que se haya conseguido cintas originales, su interpretación y estudio detallado de la posibilidad de reentrada al sondeo Río Segura G-1 y el programa de perforación recomendado para el caso.
 - Inversión mínima a realizar 120.000 €, equivalente a 5,96 €/Ha/año.
- Tercer año: Durante el tercer año de vigencia del Permiso.
 - Con la antelación suficiente y antes de iniciar los trabajos programados para este tercer año, y a la vista de los resultados obtenidos los años anteriores, deberá presentar nuevo informe de planificación de trabajos que deberá ser sometido al trámite medioambiental correspondiente de acuerdo a la legislación vigente.
 - Interpretación de los reprocesados.
 - Adquisición de un mínimo de 50 Km. de nueva sísmica.
 - Reentrada, si es posible, en el sondeo Río Segura G-1 y/o perforación de un sondeo exploratorio hasta alcanzar una profundidad inferior a los 2.500 m.
 - Inversión mínima a realizar 3.500.000 €, equivalente a 173,86 €/Ha/año.
- Cuarto año: Durante el cuarto año de vigencia del Permiso.
 - En función de los resultados obtenidos con el programa descrito en el tercer año se definirá un programa que como mínimo en el año cuarto incluirá un nuevo sondeo exploratorio o en su caso una sísmica 3D de un mínimo de 50 km².
 - Inversión mínima a realizar 4.000.000 €, equivalente a 198,70 €/Ha/año. NPE: A-090513-7066 Número 105 Jueves, 9 de mayo de 2013 Página 18726
- Quinto año: Durante el quinto año de vigencia del Permiso.
 - En función de los resultados obtenidos con el anterior programa de perforación o la sísmica 3D, se realizará un sondeo.
 - Inversión mínima a realizar 4.000.000 €, equivalente a 198,70 €/Ha/año.
- Sexto año: Durante el sexto año de vigencia del Permiso.
 - En función de los resultados obtenidos con el anterior programa de perforación o la sísmica 3D, se realizará un sondeo.
 - Inversión mínima a realizar 4.000.000 €, equivalente a 198,70 €/Ha/año.

Oil & Gas solicitó el 17 de Octubre de 2013 el Permiso de Investigación de Hidrocarburos de nominado "Acuario", situado en los términos municipales de Moratalla, Caravaca de la Cruz, Cehegín y Bullas (Murcia) con una extensión de 20130 Ha.

Al final de cada uno de los años tercero, cuarto y quinto, el titular podrá renunciar al Permiso o continuar con el programa exploratorio.

Empresas detrás del negocio

Sobre todo son extranjeras, entre las que más destacan las estadounidenses Petrichor y Cambria (en Castilla y León, País Vasco y Navarra), la canadiense Montero Energy (en Aragón, Castilla y León, Cataluña, País Vasco y Valencia) o la irlandesa Frontera Energy Corporation (en Aragón, Castilla y León y Navarra). De las españolas destacan Repsol, Petroleum Oil and Gas España y Unión Fenosa (filiales de Gas Natural). También hay más como Storengy, Invexta, Northern, Pyrenees, Shesa, Heritage, Trofagás o Frontera, entre otras.

En 2012 nace en España Shale Gas con el objetivo de proporcionar información a cualquier ciudadano o asociación interesados en entender y conocer más de cerca qué es el gas no-convencional. También pretende mostrar el potencial que supondría para España el desarrollar, de manera responsable y segura, sus recursos de gas no-convencional.

La plataforma reúne a la industria, expertos independientes y académicos para compartir y comunicar la ciencia y tecnología existentes detrás de la exploración y explotación del esquisto. La mayoría de compañías que forman parte de Shale Gas España son igualmente miembros de ACIEP (Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo).

Shale Gas España es un proyecto patrocinado por:

- BNK España.
- HEYCO Energy Group.
- R2 Energy.
- San Leon Energy.
- Hidrocarburos de País Vasco.

A continuación se muestra información de algunas de estas empresas. La información no es extensa ya que las empresas no hacen públicos sus datos o si los hacen tiene que ser previo pago.

BNK PETROLEUM.

BNK Petroleum Inc. es una compañía internacional de energía dedicada a la adquisición, exploración y producción de grandes reservas de gas y petróleo, que tiene un enfoque estratégico en Europa. Trofagás es su filial en España.

Según la información en la página web de la empresa, BNK ha obtenido 17 concesiones de un total de 20,055 km² (17,892 km² netos) distribuidas en Alemania, Polonia y España. En Estados Unidos, BNK posee pozos propios que producen gas y petróleo, y están concentrados en la región de Woodford Shale en Oklahoma.

Empresas detrás del negocio

El mapa de concesiones de BNK en España es el siguiente:



Figura 29. Concesiones de BNK en España.

Los datos de las tres concesiones que BNK obtuvo en España se recogen en la tabla siguiente:

Concesión	Arquetu	Sedano	Urraca
Empresa concesionaria	Trofogas Hidrocarburos S.L.U	Trofogas Hidrocarburos S.L.U	Trofogas Hidrocarburos S.L.U
Propiedad BNK (%)	100	100	100
Fecha de la concesión	Abril-2011	Noviembre-2011	Septiembre-2011
Fin de la concesión	Abril-2017	Noviembre- 2015	Septiembre-2016
Extensión de la concesión (km²)	249	348	948
Competencia	Cantabria	Burgos	Burgos, Álava

Tabla 14. Concesiones de BNK en España.

Se habla de que BNK obtuvo esas concesiones porque en Comunidades Autónomas como Cantabria ya se ha legislado contra esta práctica, por lo que esas concesiones pueden tener los días contados.

HEYCO

HEYCO Energy Group es una compañía de EE.UU. con empresas afiliadas que trabajan en la industria del petróleo y del gas en los Estados Unidos y Europa. HEYCO es propiedad privada que ha participado activamente en el negocio de petróleo y gas desde 1920.

Algunas de las filiales de HEYCO Energy Group han estado involucradas en la exploración internacional de hidrocarburos desde hace más de 20 años. Tiene proyectos de exploración en Inglaterra, España, Marruecos y Francia.

Petrichor País Vasco, una de esas filiales, tiene nueve permisos de exploración para la extracción del gas no-convenzional en el norte de España. Según la compañía, planeaban perforar el primero de los pozos en 2013.

A continuación se muestra la presencia de HEYCO Energy Group en Estados Unidos.



Figura 30. Presencia de HEYCO en EE.UU.

SAN LEON ENERGY.

San Leon Energy es una de las principales empresas europeas en extensión dedicadas al gas de esquisto. La empresa posee una amplia y equilibrada cartera de activos convencionales y de esquisto en toda Europa y el norte de África.

Esos activos se encuentran en Polonia, Albania, Marruecos, España, Francia, Irlanda, Italia, Rumania, Eslovaquia y Alemania. Los puntos actuales de interés son Polonia, Albania, España y Marruecos.

San Leon Energy tiene concedidos permisos en dos comunidades autónomas. Cuatro de ellos en Cantabria y seis en Cataluña. El mapa es el siguiente:



Figura 31. Concesiones de San Leon Energy.

SHESA

El objetivo de esta empresa es promover la exploración, explotación y almacenamiento de hidrocarburos en la [cuenca vasco-cantábrica](#) a través de acuerdos con otras compañías.



Figura 32. Cuenca Vasco-cantábrica y Aquitania.

FRONTERA ENERGY CORPORATION

Frontera Energy Corporation S.L es una empresa que tiene autorización por 6 años para realizar prospecciones y extraer gas con el uso de esta técnica en Miranda de Ebro. Su tiempo en activo es de 3 años y 8 meses.

Su objeto social es la prestación por medio de intermediación de servicios de telemarketing, asesoría, gestión y asistencia fiscal, jurídica, empresarial y mercantil, formulación de estudios y asesoramiento en el más amplio sentido, etc. actividades de extracción, producción y distribución de crudos de petróleo y gas, previas las autorizaciones administrativas pertinentes.

El capital social de esta empresa está en la horquilla de más de 100.000€, con una cantidad de empleados de entre 1 y 10 y una facturación de 250.001 - 750.000€.

Factores que podrían obstaculizar el futuro del fracking

¿Cómo de brillante es el futuro de la producción de gas de esquisto a escala mundial?. A pesar de su abundancia y de la ventaja de ser mas limpio en su proceso de quema que en el caso del carbón o el petróleo, lo cual podría ayudar a alcanzar los objetivos de emisión de carbono, un número de riesgos podría reducir su viabilidad. Hemos destacado cinco de los más importantes:

1. **Si subirá y en que momento subirá el precio del gas natural es la gran incognita**

Debido a la gran cantidad de tiempo que necesita para explorar, desarrollar y explotar una fuente de gas de esquisto, pueden pasar muchos años antes de que estas inversiones den sus frutos. Si el precio del gas natural subirá o bajara durante ese largo periodo crea un enorme potencial de beneficios, pero también significativos riesgos económicos.

En los Estados Unidos, está proyectado que el precio baje a US\$4.63 por mil pies cúbicos para 2015. Sin embargo, según estimaciones, el precio del gas de esquisto debería ser US\$7.50-8 por mil pies cúbicos para recuperar el coste total de la extracción. Los proyectos de extracción requieren de grandes cantidades de capital. La limitada disponibilidad de infraestructuras puede incluso aumentar más los costes.

Además, las reservas de gas de esquisto tienden a disminuir más rápido que los pozos de gas convencional. Como consecuencia de ello, los productores pueden tener que recurrir a la obtención de beneficios en un periodo más corto, lo que conlleva un mayor riesgo de los precios concentrado en los primeros meses de producción que en el gas convencional.

Compañías privadas no pueden desarrollar una industria de gas de esquisto a escala completa por su propia cuenta, debido a las necesidades de inversión en tecnologías, equipamiento e infraestructuras que requiere. Por lo tanto necesita del apoyo del gobierno local mediante inversiones económicas, inversiones en infraestructuras para el transporte y regulaciones medioambientales favorables.

2. **El gas de esquisto podría reducir las inversiones en renovables y atraer regulaciones costosas**

Algunos critican que la fijación de las industrias en desarrollar el gas de esquisto y otras fuentes no-convencionales está quitando atención y recursos al desarrollo de las energías renovables. El bajo coste de generación de energía mediante abundantes reservas de gas natural podría interrumpir la viabilidad económica de proyectos eólicos, solares y geotérmicos. Como consecuencia de esto, existe la preocupación de que el aumento de la producción de esquisto y otros gases no-convencionales podría retrasar la era de las renovables durante muchos años. Mientras el precio del gas natural siga bajo, habrá menos incentivo en invertir en recursos más ecológicos.

3. **Debido a la incertidumbre de los precios, la gestión de los costes y los riesgos de financiación son prioridades**

Los dos riesgos anteriores llevan al tercero: las compañías que entran ahora en la producción del gas de esquisto necesitaran sobrevivir durante un largo periodo de

Factores que podrían obstaculizar el futuro del fracking

tiempo antes de que puedan conseguir beneficios. Al mismo tiempo, los gastos de la producción del gas de esquisto son una espiral: al aumentar la producción, estas empresas necesitan optimizar sus costes de producción e invertir en productividad, mejoras tecnológicas y de capital. Los costes económicos a través de su cadena de suministros deben ser administrados, incluyendo los impuestos de extracción de recursos indirectos y el aumento de los impuestos sobre el combustible y los recursos de extracción. Más costes surgirán de la necesidad de cumplir con los nuevos requisitos de verificación de informes de gases de efecto invernadero y la participación en los sistemas de comercialización de energía en algunos lugares. Para mantener su viabilidad financiera, estas empresas necesitan mantener una estrecha vigilancia sobre el flujo de caja y determinar las necesidades futuras de financiación, y evaluar su riesgo de liquidez. También tendrán que realizar complejos modelos económicos y la previsión para analizar los riesgos relacionados con los futuros cambios en la demanda, los precios, los costos, el retorno sobre el capital y otros indicadores clave de rendimiento.

4. **Las necesidades de las compañías para controlar el riesgo de su reputación y opinión pública sobre ellas.**

La negativa opinión pública sobre la seguridad del medio ambiente en los procesos de fracturación hidráulica podría quebrantar el desarrollo de esta industria, particularmente donde el proceso es usado en áreas pobladas.

De acuerdo con la encuesta de KPMG sobre petróleo y gas, se ha señalado que las preocupaciones medioambientales y la sostenibilidad son percibidos como el mayor desafío que enfrenta el desarrollo del gas de esquisto(41%) seguido por las preocupaciones normativas(27%).

Muchos miembros del sector comprenden que aún queda mucho por hacer para cambiar la opinión pública y promover la confianza del público en la extracción hidráulica. Los promotores deben demostrar que comprenden completamente la geología de las formaciones de gas de esquisto y conocen como modelar el impacto de la fractura hidráulica con exactitud.

5. **Como el gas de esquisto transforma la oferta y la demanda de la matriz energética del mundo, los factores geopolíticos continuaran creando riesgos**

El gas de esquisto tendrá sin duda (e impredeciblemente) implicaciones estratégicas en geopolítica y en la industria energética.. Por ejemplo, el desarrollo en la producción del gas de esquisto en Europa y la potencial posibilidad de importación de los Estados Unidos, podría ayudar a Europa a ser más independiente de Rusia. Por lo tanto Rusia tendrá que desarrollar su capacidad para entregar gas a nuevos mercados. Por otro lado, países como China y Estados Unidos, los cuales han dependido de importaciones de combustible de otros países, con el gas de esquisto podrían convertirse en países exportadores.

-La integridad de los pozos

La exigencia de la integridad de un pozo es cuestión fundamental para evitar hipotéticos problemas de contaminación de acuíferos. Con el fin de garantizar la estanquidad de los pozos, se disponen de una serie de barreras mecánicas al objeto de impedir que los acuíferos de agua potable puedan ser afectados por el gas o por los fluidos utilizados en la fracturación. Consisten en varios *casings* o tuberías de acero concéntricas de alta resistencia, de modo que están cementados los espacios anulares existentes entre las tuberías, y entre el terreno y las tuberías, del modo que se indica en la figura adjunta.



Figura 33. Diseño de un pozo productor de gas no-convencional

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

En 2011 el Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) realizó un estudio sobre el gas natural y el fracking y afirmó, que sin ninguna duda había evidencias de metano en acuíferos debido al fracking, pero que no era por el proceso en sí, sino por una mala ejecución por parte de los trabajadores. El responsable internacional de Ecologistas en Acción, Samuel Martín-Sosa dijo, "es difícil establecer una relación de causalidad entre unos pozos que están entre tres y cuatro kilómetros de profundidad y los acuíferos que suelen estar a niveles más superficiales"

En el supuesto de que un pozo tuviera algún problema estructural o de diseño, cabría señalar dos posibles teóricos riesgos:

a) **Blowout.** Esto es, un escape incontrolado de fluidos por el pozo hacia la superficie

b) **Fugatipo anular.** Una pobre y deficiente cementación permitiría en principio, a los fluidos contaminantes (metano y fluido de fracturación) desplazarse verticalmente a través del pozo, bien entre los *casings* o entre el *casing* y la pared del pozo, permitiendo a su vez que esos fluidos se muevan horizontalmente hacia las formaciones atravesadas y migrar a los acuíferos. Distinguiremos entre:

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

- b1) Contaminación de acuíferos por el fluido de fracturación
- b2) Contaminación de acuíferos por metano

-Medidas de mitigación y control:

- a) Los *blowouts* son muy infrecuentes durante la explotación de gas de pizarra. Deberían conjugarse una serie de circunstancias que difícilmente se producen simultáneamente, como es que la perforación encuentre una formación con sobrepresión y alta permeabilidad. Es cierto que algunas pizarras pueden estar bajo sobrepresión pero su permeabilidad es tan baja que es prácticamente imposible una erupción incontrolada. En Estados Unidos, donde se han perforado decenas de miles de pozos para gas no-convencional, hubo un solo incidente de esta naturaleza en un pozo en Wyoming (EEUU).

No obstante, este tipo de riesgo, de probabilidad remota pero de alto impacto, es de los que más puede afectar a la seguridad de los trabajadores. Por tal razón, todos los pozos van equipados con *preventores* de erupciones (BOP) durante la fase de perforación.

- b) Las *fugas de tipo anular* por la caña del pozo, debido a una deficiente cementación y que pueden provocar que el fluido de fracturación o el gas migre hacia los acuíferos superficiales.

En relación con la contaminación de acuíferos por el fluido de fracturación, es preciso afirmar que en EEUU hasta finales de 2011 las diferentes administraciones consultadas implicadas en el control de este tipo de actividad, todas ellas concluyeron que no se habían producido casos de contaminación de aguas subterráneas como resultado de la aplicación de fracturación hidráulica.

En un reciente informe de la Real Academia de Ingeniería del Reino Unido se afirma que es altamente improbable que las fracturas artificiales se extiendan más de un kilómetro en la vertical, de hecho en un estudio realizado sobre varios miles de pozos de EE.UU., África y Europa (Davies et al.), fue de 600 m la máxima longitud observada. En el mismo estudio encontraron que sólo el 1% de las fracturas tenían una extensión de superior a los 350 m, y que la mayoría de las fracturas se extendían entre 200 y 300 m.

En ese sentido la probabilidad de que un acuífero superficial sea contaminado por fluidos utilizados en la fracturación hidráulica es muy remota.

La viscosidad del fluido de fracturación, mayor que la del agua y su densidad, también mayor que la del agua, limitan al extremo su movilidad en la vertical, incluso con un pozo deficiente. El gradiente de presión entre la formación y el fondo de pozo provoca la movilidad del fluido inyectado hacia el pozo y no hacia la superficie.

Esta situación que, en principio, hacía impensable la posibilidad del flujo de fluidos desde el yacimiento fracturado hacia los acuíferos superficiales, después de casi 40.000 pozos perforados de *shale gas*, fue desmentida por la EPA a raíz de un incidente cercano a Pavillon, Wyoming, ocurrido en noviembre de 2011, en donde la contaminación del acuífero es bastante evidente.

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

Debe mencionarse que todo apunta a que las elementales medidas de prudencia no fueron respetadas en la ejecución de los trabajos, al tener el horizonte a fracturar una profundidad de 372 m y el acuífero contaminado estar a 244 m, con una distancia entre ellos de poco más de 100 m. Lo cual confirma la necesidad de una normativa específica al respecto.

Sin embargo la contaminación de acuíferos por metano no ha sido infrecuente (Osborn 2011) y aunque el gas metano en si no es venenoso, debe instalarse en los pozos un sistema de control que indique su presencia.

Los caminos de migración del metano hasta los estratos superficiales no se realiza a través de grandes fracturas incontroladas o atravesando los macizos rocosos. El camino es más directo, la vía preferente de migración del metano en dirección a la superficie es la propia caña del pozo perforado, en el supuesto de que exista una deficiencia en la integridad del mismo. Este hecho es favorecido por dos propiedades físicas del gas:

- La baja viscosidad del gas metano, dos órdenes de magnitud inferior a la del agua, lo que facilita su movilidad.
- La baja densidad del gas metano, generadora de un gradiente de presión que facilita su segregación por gravedad, ascendiendo a zonas de menor presión.

Mencionar que en alguna ocasión, se ha atribuido la presencia de gas metano, en pozos de suministro de agua potable, a las fugas de gas derivadas de la fracturación hidráulica. Cuando en realidad, se trataba de gas biogénico, presente de un modo natural en el acuífero explotado para suministro de agua potable.

Según se desprende de un estudio realizado en Canadá (Watson y Bachu, 2009), un alto porcentaje de las fugas en pozos se relacionaría con *casings* insuficientemente cementados o con un número menor al aconsejable de ellos.

Incluso, desde la *American Petroleum Institute* y la *American National Standards Institute* se ha sugerido la conveniencia de elaborar guías técnicas para acreditar, en un principio, el buen diseño de los pozos y, a lo largo de la vida del proyecto de extracción de gas de pizarra, controlar el estado de los pozos (Pereira, 2011). Estas guías están siendo elaboradas por personas independientes, ajenas a los operadores y con acreditado conocimiento de la materia. Muchos operadores ya toman de un modo rutinario medidas de seguridad adicionales a las estándar de la industria convencional del petróleo con el fin incrementar la integridad del pozo.

En el mismo sentido de la prevención es imprescindible, y de un modo previo, realizar un estudio hidrogeológico que debe de indicar la vulnerabilidad de los diferentes acuíferos y el estado de las diversas fuentes de suministro de agua potable y no potable de la zona a explotar.

Es por ello importante, antes de iniciar la explotación, establecer el estado real del área, como “línea base”, con el fin de medir los verdaderos impactos de la explotación del gas, que los habrá, a las operaciones reales de desarrollo y producción.

-El consumo de agua

La fractura hidráulica requiere grandes cantidades de agua, primero para enfriar, lubricar y extraer la tierra durante la perforación y después sobre todo en la inyección de agua presurizada, junto con los productos químicos, para la creación de las fracturas.

Los volúmenes requeridos para la explotación del gas de pizarra o gas de esquisto varían en función de las características geológicas del reservorio, de la profundidad alcanzada por los pozos y del número de etapas de fracturación hidráulica. No se puede, por tanto, concretar la cantidad de agua necesaria de una manera generalizada, sino estimar rangos de consumo.

Site/Region	Total (per well)	Only Fracturing	Source
Barnett Shale	17000		Chesapeake Energy 2011
Barnett Shale	14000		Chesapeake Energy 2011
Barnett Shale	no data	4500 -13250	Duncan 2010
Barnett Shale	22500		Burnett 2009
Horn River Basin (Canada)	40000		PTAC 2011
Marcellus Shale	15000		Arthur et al. 2010
Marcellus Shale	1500 - 45000	1135 - 34000	NYCDEP 2009
Utica shale, Québec	13000	12000	Questaer Energy 2010

Tabla 15. Demanda de agua para la producción de shale gas en varios pozos (m³)

Por otra parte, los pozos perforados para la producción de gas de esquisto pueden tener que ser fracturados varias veces en el transcurso de su tiempo de funcionamiento. Cada operación de fractura adicional puede llegar a requerir más agua que la anterior (Sumi 2008). En algunos casos, los pozos se vuelven a fracturar hasta 10 veces.

Aunque algunos estudios apuntan que el agua consumida en un área determinada puede triplicarse como consecuencia del inicio de actividades extractivas de gas de esquisto, otros (Moore 2012) estiman que la cantidad de agua necesaria para realizar la fracturación hidráulica en un único pozo durante una década puede ser equivalente al volumen necesario de agua para mantener un campo de golf de 18 hoyos.

En términos generales y para dar una idea de magnitud, el volumen total de agua utilizada en una etapa de estimulación por fracturación hidráulica, puede encontrarse en una horquilla de 1.000 m³ a 2.000m³ por etapa. Esto hace que para una estimulación media/alta de 10 etapas por pozo, el consumo total se sitúe en un intervalo entre 10.000m³ y 20.000m³ por pozo.

Para 2014 se espera que esté concluido el informe Estimated Use of Water in the United States en el que se publicaran datos oficiales. A este respecto conviene detenerse a reflexionar sobre la diferencia entre “agua consumida” (“*consumption*”) y “agua usada” (“*withdrawal*”). El “agua usada” es el volumen de agua que es extraída de un acuífero o de la superficie, mientras que el “agua consumida” es la fracción de “agua usada” que no se recupera, ya sea porque se evapora o pasa a formar parte del producto final.

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

Por tanto es importante abordar el estudio crítico del agua en la tecnología de fracturación hidráulica no confundiendo ambos conceptos, ya que pudiera llevar a conclusiones erróneas y falsear los resultados.

En cualquier caso hay que tener en cuenta que el uso del agua no tiene el mismo significado en una región semidesértica como algunas zonas del sureste peninsular, que en otras con precipitaciones frecuentes como la cuenca cantábrica.

Además, debe tenerse presente que aunque la producción del gas es un proceso continuo, la fracturación hidráulica no lo es, el agua es requerida a intervalos, no de manera constante, durante la perforación y al finalizar el pozo en cada una de las etapas de la fracturación.

El aspecto del agua empleada puede ser puesto en adecuada perspectiva de una forma mucho más precisa si se analiza la incidencia del volumen de agua utilizado en la industria extractiva en relación con el volumen con el volumen total de agua consumido en un país. La siguiente figura muestra esa comparación para el caso de los Estados Unidos.

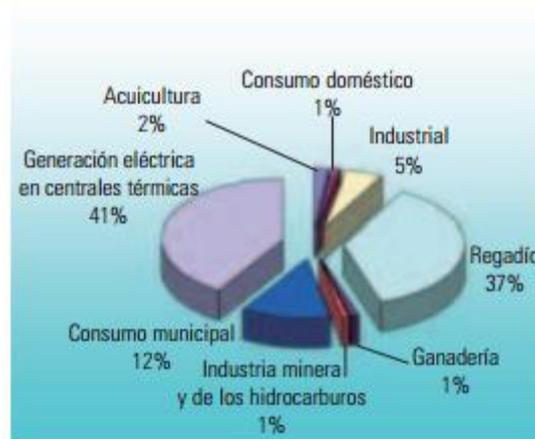


Figura 34. Distribución del consumo de agua en los Estados Unidos por sectores

Obsérvese que en los Estados Unidos, con una muy importante industria minera y donde cada año se perforan miles de pozos y fracturan miles de etapas para exploración y/o explotación de hidrocarburos, el consumo de agua del conjunto de la industria minera más el de la explotación de hidrocarburos alcanza el 1% del consumo total.

-Medidas de mitigación y control:

En cualquier caso, cabe adoptar una serie de medidas paliativas que optimicen el consumo de agua necesaria.

La primera medida debe ser la investigación previa de la disponibilidad de agua superficial y subterránea a través de un estudio local que incluya la posibilidad de fuentes alternativas, y dentro del estudio de impacto ambiental.

En segundo lugar, debe ser minimizar la necesidades de agua dulce, mediante la reutilización del agua de retorno y la realización de fracturaciones hidráulicas menos demandantes en agua dulce, en este sentido la tecnología está avanzando en dos frentes: operaciones de fracturación cada vez mas focalizadas con menos agua y la utilización de aguas salobres.

Así como en las primeras extracciones de gas de pizarra se utilizaba únicamente agua dulce en las operaciones de fracturación hidráulica, sobre todo debido a que los agentes reductores de la fricción perdían algunas de sus propiedades al mezclarse con agua salada (King, 2010). Sin

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

embargo, las investigaciones llevadas a cabo en fracturaciones hidráulicas *offshore*, donde es predominante el agua de mar, han permitido mejoras en el comportamiento de los aditivos introducidos en el agua.

En la actualidad (Yost, 2011) se está considerando el uso de aguas salinas procedentes de acuíferos profundos en la extracción de gas de pizarra en varios emplazamientos de los Estados Unidos lo que reduce la necesidad de agua susceptible de ser utilizada para el consumo humano.

-Contaminación del agua

La posible contaminación del agua puede ser inducida por:

- Los derrames de lodo de perforación, flowback y solución salina, provenientes de residuos o tanques de almacenamiento causando contaminación del agua y salinización.
- Fugas o accidentes en la superficie, por ejemplo, pérdida de líquido o agua residual en tuberías o estanques, manejo poco profesional o equipos antiguos.
- Fugas a través de la estructura geológica, ya sea de forma natural o artificial a través de grietas o vías
- Fugas provocadas por una inadecuada cementación del pozo

En realidad, la mayoría de las quejas en contra de la fracturación hidráulica son por la contaminación de las aguas subterráneas. Básicamente, además de los derrames y accidentes específicos, la intrusión de los fluidos de fractura o metano de las estructuras más profundas esta en el foco.

Un análisis detallado fue realizado en 2008 por Garfield County, Colorado. El “Colorado Oil and Gas Conservation Commission” tiene registros de vertidos provenientes de actividades de petróleo y gas. En el periodo de enero de 2003 a marzo de 2008, un total de 1549 vertidos fueron reportados. (COGCC 2007; referencia en Witter 2008) El 20% de esos vertidos envolvían contaminación del agua.

Un estudio posterior sobre la contaminación de las aguas subterráneas identificó que “hay una tendencia temporal al aumento de metano en muestras de aguas subterráneas en los últimos siete años coincidente con el aumento del número de pozos instalado en el Mamm Creek Campo”.

Un estudio más reciente (Osborn 2011) confirma tales hallazgos en los acuíferos próximos o en las formaciones de piedra pizarra de Marcellus y Utica al noroeste de Pensilvania y Nueva York. En las zonas activas de extracción de gas, la media de concentración de metano en pozos de agua potables era de 19.2mg/litro con niveles máximos de hasta 64mg/litro, lo cual significa un potencial riesgo de explosión. Mientras que en vecindarios con estructura geológica similar

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

pero sin actividades de extracción de gas, la concentración de metano era 1.1mg/litro(Osborn 2011).

El accidente más impresionante fue la explosión de una vivienda causada por las operaciones de perforación y la posterior invasión de metano en el sistema de aguas de la casa (ODNR 2008). El informe del Departamento de Recursos Naturales identifico tres factores los cuales provocaron la explosión de la casa:

- Insuficiente cementación del revestimiento de producción.
- La decisión de proceder con la fractura hidráulica del pozo sin abordar la inadecuada cementación de la carcasa.
- El periodo de 31 días después de la fractura, durante el cual el espacio anular entre la superficie y las cubiertas de producción fue “encerrado en su mayoría”(Michaels 2010).

En la mayoría de los casos, la contaminación del agua por metano o cloruro se puede demostrar, mientras que la intrusión de benceno o fluidos de fractura raramente puede ser probado. Sin embargo, muestras de pozos de agua potable en Wyoming tomadas por la Agencia de Protección del Medio Ambiente en 2009, mostraron la presencia de productos químicos que son ampliamente utilizados en la fracturación hidráulica.

En el año 2010, el gobernador del estado de Nueva York decidió establecer una moratoria a aplicar a los trabajos de fracturación hidráulica hasta que finalizase el estudio “Supplemental Generic Environmental Impact Statement On the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program Well Permit Issuance for Horizontal Drilling And High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs.” Iniciado en año 2008 a través del State Department of Environmental Conservation. Un borrador corregido de lo que será el informe final (SGEIS, 2011) está ya disponible para el público en general, general, en la página web de dicho departamento del estado de Nueva York (www.dec.ny.gov/energy). El estudio es exhaustivo, con participación de diversas administraciones medioambientales de los Estados Unidos y consultorías especializadas. La conclusión con respecto a la posible contaminación de acuíferos en operaciones de fracking es contundente ,en el queda reportado que todas las administraciones americanas a cargo de la regulación de este tipo de trabajos han testificado que no se han producido casos de contaminación de aguas subterráneas debidos a operaciones de fracturación hidráulica.

Basado en los archivos históricos del estado de Nueva York, se estimo una tasa de accidentes de 1/2% (Bishop 2010). Mientras que en el estado de Pensilvania, solo en la parte de Marcellus, se registraron más de 1,600 violaciones en la perforación de alrededor de 2,300 pozos. Lo que estos datos reflejan, es que aunque es casi imposible asegurar una tasa de accidentes de cero, la tasa de accidentes puede variar dependiendo de la legislación de un estado a otro (en lo que a calidad de perforación, mantenimiento, mano de obra cualificada,... se refiere).

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

-Medidas de mitigación y control:

La mayoría de accidentes e intrusiones de aguas subterráneas parecen ser debidas a una incorrecta manipulación, los cuales pueden ser evitadas. Existen regulación en USA, pero el monitoreo y supervisión es bastante pobre, ya sea por la falta de presupuestos disponibles por parte de las autoridades públicas o por otras razones. Por lo tanto, el problema básico no es una regulación inadecuada, sino su cumplimiento mediante una supervisión adecuada. Se debe garantizar que no solo la mejor práctica está a disposición, sino que también se aplica comúnmente.

Además, un cierto riesgo sigue siendo que vías no detectadas (por ejemplo, pozos no registrados con incorrecta cementación, riesgo impredecible en caso de terremoto, etc.) allanen el camino para que el metano u otros productos químicos lleguen a los niveles de agua subterránea.

-Materiales radiactivos

Los análisis de aguas de retorno procedentes de procesos de fracturación hidráulica han mostrado niveles de radiactividad en algunos casos. Debe comentarse a este respecto que se trata de una radiactividad de tipo natural, debida a que las pizarras y el carbón suelen contener más elementos radioactivos que otros tipos de roca. Estos elementos son conocidos por el acrónimo inglés N.O.R.M. (*Naturally Occurring Radioactive Material*), y suelen encontrarse en la naturaleza en concentraciones muy inferiores a los límites de seguridad exigidos.

A través del proceso de la fracturación hidráulica, materiales radiactivos, tales como uranio, torio y radio ligados a la roca pizarra, son transportadas a la superficie con el fluido de flow-back. Algunas veces, partículas radiactivas son inyectadas con el fluido por un propósito especial(por ejemplo, como trazador). N.O.R.M puede también moverse a través de las grietas de la roca hacia la tierra o aguas superficiales. Normalmente, N.O.R.M. se acumula en tuberías, tanques y pozos.

La cantidad de material radiactivo difiere de un esquisto a otro. El esquisto de Marcellus, por ejemplo, contiene mas partículas radiactivas que otras formaciones geológicas.

El mayor riesgo de exposición al N.O.R.M. es para los trabajadores encargados de cortar y resmar tuberías de yacimientos petrolíferos, eliminar sólidos de los tanques y pozos y renovar los equipos de procesamiento de gas.

En los Estados Unidos, la *Environmental Protection Agency* (EPA) establece que la máxima radiación a que debe estar expuesta cualquier persona, derivada de su actividad normal, no debe alcanzar los 100 milirems al año, a la que habría que sumar la radiación de fondo, siendo 100 milirem igual a 1 miliSievert. El Sievert (Sv) es la unidad empleada en el Sistema Internacional para medir la Dosis Equivalente (valor obtenido al multiplicar la dosis absorbida por un factor de ponderación del daño biológico de los tejidos en función de las distintas radiaciones ionizantes) y la Dosis Efectiva (multiplicación de las dosis equivalentes por los distintos tejidos y órganos por el factor de ponderación de cada uno de ellos y sumando los productos). No

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

obstante, para trabajadores de la *Occupational Safety and Health Administration*, la EPA permite superar el límite en 50 veces.

Inicialmente la concentración de N.O.R.M. en el agua de retorno es de pequeña magnitud. Sin embargo, a pesar de que el caudal del agua de retorno de un pozo decrece de un modo sustantivo con el paso del tiempo, la concentración de N.O.R.M. suele aumentar al incrementarse la proporción de agua de formación. En cualquier caso, se comprobó que los trabajadores que explotaban la formación Marcellus no alcanzaban el límite de los 100 milirems al año.

Debe subrayarse al llegar a este punto que la radiactividad detectada en dichas aguas de retorno no es causada por la fracturación hidráulica. Esta tecnología de extracción no incorpora ningún elemento radiactivo al proceso. La radiactividad es natural, presente en la formación de pizarras, no sólo en aquellas que es explotada comercialmente, sino en toda la que se extiende, por ejemplo, por el estado de Nueva York, donde los valores N.O.R.M. son elevados sin mediar operación extractiva alguna.

-Medidas de mitigación y control:

En cualquier caso, identificado el riesgo se trata de minimizarlo. El tratamiento elegido para las aguas de retorno procedentes de la Formación Marcellus fue la evaporación. El residuo sólido que queda es fundamentalmente cloruro sódico, que lleva incorporado algunas sales de Radio. El destino final de estas sales es para ser esparcidas por el suelo con ocasión de las grandes heladas, con el fin de rebajar el punto de congelación del agua y hacer seguro el tránsito de vehículos y viandantes. Los estudios realizados mostraron que en concentraciones débiles no es perjudicial.

En cualquier caso, los N.O.R.M., en concentraciones naturales, no son peligrosos, excepto cuando se concentren (a través de cambios de presión y temperatura dentro del pozo, por reacciones del Radio con sulfato de bario originándose incrustaciones). Debido a los potenciales riesgos de estos elementos concentrados, se deben descontaminar y limpiar los equipos periódicamente.

-La sismicidad inducida

Hay dos tipos de sismicidad asociada con la fracturación hidráulica atendiendo a la magnitud de su intensidad:

- Una de menor intensidad, son *microsismos* provocados por la propia fracturación de la roca madre, inducidos por la energía liberada por los sucesivos eventos de apertura de la fractura, que son rutinarios y que la geofísica se vale de ellos para determinar la

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

geometría y extensión de la fractura. Siendo su magnitud local ML o de Richter de -1,5 ML e imposibles de ser apreciados a no ser por los geófonos próximos.

- Y otra, muy rara, pero relevante, inducida por las operaciones de fracturación hidráulica en zonas falladas del subsuelo y sometidas previamente a esfuerzos y que pueden inducir sismos de baja intensidad, pero apreciables en la localidad.

Actividad sísmica			
Scala de RICHTER	Tipo	Efectos	Frecuencia
< 2.0	Micro	Los microsismos no son perceptibles.	Continuamente
2.0 to 2.9	Menor	Generalmente no son perceptibles pero se registran.	1,3 millones por año (est.)
3.0 to 3.9	Menor	Perceptibles a menudo, pero rara vez provocan daños.	130.000 por año (est.)
4.0 to 4.9	Ligero	Movimientos de objetos en las habitaciones. Significativos pero con daños poco probable.	13.000 por año (est.)
5.0 to 5.9	Moderado	Pueden causar daños mayores en edificaciones débiles o mal construidas. En edificaciones bien diseñadas, los daños son leves.	1.319 por año
6.0 to 6.9	Fuerte	Pueden ser destructivos en áreas pobladas, se pueden sentir en unos 160 kilómetros a la redonda.	134 por año
7.0 to 7.9	Mayor	Pueden causar serios daños en extensas zonas.	15 por año
8.0 to 8.9	Grande	Pueden causar graves daños en zonas de varios cientos de kilómetros.	1 por año
9.0 to 9.9	Grande	Devastating in areas several 1000 km across.	1 en 10 años (est.)
10.0 +	Épico	En la historia de la humanidad (y desde que se tienen registros históricos de los sismos) nunca ha sucedido un terremoto de esta magnitud	Nunca se ha registrado

Tabla 16. Tipos de actividad sísmica

Un sismo hasta que no supera la magnitud de 3 ML, no es perceptible. En el mundo tienen lugar alrededor de 1.000 sismos al día de magnitud entre 2 y 2,9 ML.

La energía liberada durante la operación de fracturación hidráulica es considerablemente menor que la energía liberada por el colapso del hueco abierto en la explotación clásica de una capa de carbón.

El reciente informe, ya mencionado, de la Real Sociedad de Ingeniería del Reino Unido indica que en el Reino Unido nunca se han superado el nivel de 4ML por los efectos derivados de la minería tradicional y fija en 3 ML el límite superior esperado para la sismicidad inducida por las operaciones de fracturación hidráulica (Green et al 2012) derivado de la experiencia ganada en EE.UU. En una entrevista, el profesor Robert Mair, director del grupo de trabajo encargado del estudio mencionado anteriormente (Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing), concluye que si se siguen las reglas, la fracturación hidráulica es segura.

Según algunos estudios (Green et al., 2012), el mayor valor puede alcanzar 3 en la Escala Richter, que no siempre se percibe en la superficie, no sólo por su pequeño valor sino por tener lugar a grandes profundidades.

Por otra parte, pudieran producirse fenómenos sísmicos, muy ocasionalmente, inducidos por la fracturación hidráulica en zonas con fallas y de debilidad estructural.

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

Por ejemplo, en Arkansas (EEUU), la tasa de terremotos pequeños ha aumentado por diez en los últimos años. Las preocupaciones aumentaron como consecuencia del pronunciado aumento de las actividades de perforación en Fayetteville Shale. También la región de Fort Worth ha experimentado por lo menos 18 pequeños terremotos desde Diciembre de 2008. La ciudad de Cleburne experimentó 7 terremotos entre Junio y Julio de 2009 en un área donde no se habían registrado ningún terremoto en los últimos 140 años.

En el año 2011, en las proximidades de la localidad de Blackpool se registró un evento sísmico de magnitud 2,3 en la Escala Richter poco después de que la empresa *Cuadrilla Resources* realizara fracturaciones hidráulicas en un pozo. Semanas después otro episodio sísmico, esta vez de magnitud 1,5 fue medido, coincidiendo también con las labores de exploración. Por ser la región de Blackpool un área de baja sismicidad natural, la empresa *Cuadrilla Resources* ordenó la apertura de una serie de investigaciones que condujeron a constatar que la razón de dicha sismicidad estaba originada por la transmisión del fluido de inyección en una zona cercana falla, que liberó una energía varios órdenes de magnitud mayor que la provocada por la fracturación hidráulica. Se anunció que cesarían las operaciones de perforación en relación con los terremotos experimentados.

Es necesario puntualizar que dicha falla no había sido identificada en las investigaciones previas a la puesta en marcha de la extracción del gas de esquisto.

-Medidas de mitigación y control

a) Evaluación geológica preliminar

Procediendo a monitorizar el área antes, durante y después de la fracturación hidráulica. En paralelo a estas investigaciones científico-técnicas, es fundamental una política de transparencia respecto de las comunidades cercanas.

b) Toma de medidas correctoras

La empresa *Cuadrilla Resources* antes mencionada, tras los estudios que encargó a diversos centros de investigación, estableció unos valores límites (de Pater y Beisch, 2011), que se resumen en la tabla adjunta.

MAGNITUD (Escala Richter)	DECISIONES
Menor de 0	Operaciones habituales. Sin cambios.
Entre 0 y 1,7	Se continúa monitorizando después de la inyección, al menos durante 2 días, hasta que el número de sismicidad baje a 1 episodio por día.
Mayor de 1,7	Se paraliza la inyección.

Tabla 17. Criterios propuestos por la empresa Cuadrilla Resources a raíz de los fenómenos sísmicos detectados en el pozo Preese Hall

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

En la misma línea planteada por dicha compañía de exploración. Algunos autores (Zoback, 2012) sugieren diversas actuaciones:

- Evitar la inyección en zonas con fallas activas. Será necesaria la identificación de las mismas con campañas con métodos geofísicos.
- Minimizar los cambios de presión en profundidad.
- Establecer metodologías flexibles en función de los datos obtenidos en las campañas de control sísmico.

En cualquier caso, debe afirmarse que la sismicidad inducida por fracturación hidráulica es un riesgo altamente improbable y de escaso impacto, siendo apenas perceptible en superficie y que casos como el de Reino Unido sucede solo si se carece de la suficiente información geológica previa.

-Emisiones incontroladas de metano

La extracción de gas natural no-convencional se ha presentado a nivel mundial como una solución para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Se basa en la reducción que ocurre gracias a que la combustión de gas natural emite menor cantidad de CO₂ para la producción de energía.

Sin embargo, un informe del pasado abril de la Universidad de Cornell (Ithaca, EEUU), “Methane and the greenhouse-gas footprint of naturalgas from shale formations” denuncia que la explotación del gas de pizarra puede emitir incluso más gases de efecto invernadero que la del carbón.

El gas natural está compuesto principalmente de metano, y según este informe entre un 3,6 y un 7,9% del metano de la producción de gas de pizarra se escapa a la atmósfera durante la vida útil de un pozo.

El metano, aunque no supone un problema para la salud pública, es un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento 23 veces superior al CO₂, aunque con una vida más corta en la atmosfera. Según el citado informe, comparado con el carbón, la huella de carbono del gas de pizarra es como mínimo un 20% mayor. Está claro que las fugas de emisiones de metano tienen un impacto muy importante en el balance total de emisiones de gases de efecto invernadero.

El informe, ya nombrado, del Parlamento Europeo estima que la extracción y procesamiento del gas natural no-convencional tiene unas emisiones indirectas de gases de efecto invernadero de entre 18 y 23 g de CO₂ equivalente. Esto supondría unas emisiones similares o algo menores que las asociadas al uso de carbón.

De un modo similar a la contaminación de acuíferos por los fluidos de fracturación el metano también puede ser un agente contaminante, aunque no venenoso. La fuga de metano teóricamente puede ser:

a) En las operaciones en superficie:

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

1. En los momentos iniciales de la apertura del pozo, posteriores a la fracturación, durante la operación de limpieza de los fluidos de retorno, cuando la mezcla de fluido de fracturación y gas no se suele pasar por el separador de pruebas.
2. Durante el tratamiento del gas en la planta de proceso o en las estaciones de compresión.

b) En las operaciones de subsuelo:

1. Debido a la migración a la atmosfera causada, supuestamente, por una fracturación incontrolada, y que permitiera percollar al gas a través de todo el macizo rocoso suprayacente hasta la superficie
2. Debido a la infiltración de metano en los acuíferos causada por deficiencias en la estanqueidad del pozo.

El venteo de gas metano durante los primeros momentos del periodo de limpieza de un pozo fracturado, dura en el entorno de unos minutos hasta un máximo de unas horas, hasta que se estabiliza el flujo, y ya se puede circular por el separador de pruebas. Esta fracción de tiempo, que se puede estimar como máximo en una o dos horas, y asumiendo que se realizan 10 etapas de fracturación, supone el 4/10.000 del tiempo operativo de un pozo y asumiendo que se re-fracturaría cada 5 años.

En las plantas de pretratamiento y en las operaciones de compresión, como es normal, el flujo del gas de todo el proceso, se realiza de un modo controlado.

Y sí es cierto que todos los equipos a presión están equipados con una válvula de seguridad, que está calibrada para que se abra a una presión superior a la normal del proceso y muy inferior a la de seguridad del equipo. El flujo de gas de estas válvulas de seguridad se deriva a la antorcha en donde se quema. Mencionar que no es usual el disparo de una válvula de seguridad. Otra fuente de posible venteo, son los tanques de estabilización de líquidos, y que en condiciones normales, el gas que se desprende se deriva también a la antorcha, en donde también se quema. Consecuentemente en la operación normal de una planta el gas no se ventea, se quema.

Mencionar que ciertas fuentes y estudios (Gas no-convencional en España, una oportunidad de futuro, Consejo superior de colegio de minas, 2013) se muestran contrarias a esto.

Los motivos son los siguientes:

- a) Las fracturas están diseñadas para afectar solamente a la formación que contiene el gas que ha permanecido estanco, en esa formación, durante millones de años. La fracturación no modifica el macizo suprayacente para facilitarle a una molécula de metano, en la escala de tiempo humano, la migración a superficie. La fracturación induce una mejora de permeabilidad en la formación almacén, de un modo semejante a como la tectónica induce en los yacimientos naturalmente fracturados
- b) Por otra parte, la explotación da lugar a un gradiente de presión desde la formación al pozo, y que hace viajar al gas de un modo controlado, desde la formación hacia el fondo de pozo y de ahí hacia la superficie por la tubería de producción.
- c) Así como hay evidencias de la presencia de metano en acuíferos superficiales, y justo en las proximidades de los pozos de extracción. No hay ninguna evidencia

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

de que el metano percole hacia la superficie sin disponer de una vía de escape previa, como puede ser la caña de un pozo defectuoso.

En la explotación de un yacimiento no-convencional, el control de las fugas de metano es mucho más exhaustivo que, por ejemplo, en la minería tradicional del carbón, en donde el gas ocluido en el carbón se ventea sistemáticamente, mediante un sistema de ventilación forzada en el frente de extracción, para que el grisú no alcance la concentración de mezcla explosiva.

No hay que olvidar que en una explotación de gas no-convencional, el gas metano es el producto a comercializar, y cualquier operador pone absolutamente todo el empeño en la eliminación de las fugas, tanto en el subsuelo como en las conducciones y procesos de superficie a que es sometido el gas. Pero este hecho tampoco significa que no se produzcan emisiones de metano a la atmosfera.

Hay autores que estiman que entre el 3,5% y el 7% del gas producido en un pozo escapa a la atmósfera. Después de haber accedido a esa publicación, se presenta varias dudas sobre las cifras comentadas, ya que todo indica que los autores asumen que todo el gas de limpieza se ventea y no se quema, por lo tanto podríamos suponer que las cifras serian menores. El MIT ha realizado un reciente estudio en el cual concluyen que las emisiones de metano pueden ser notablemente inferiores a las inicialmente estimadas.

En cualquier caso, las mejores prácticas consisten en recuperar y comercializar todo el gas producido, por ello resulta fundamental considerar la imposición de restricciones al venteo o quemado del gas.

-Uso del suelo

Un foco de preocupación, que no de riesgo, es la utilización de terreno, debido al considerable número de pozos requerido para explotar un yacimiento, en comparación con la explotación de gas convencional.

El impacto relevante es durante la fase de explotación. En la fase exploratoria la superficie (en el entorno a una o dos Ha) se ocuparían de forma temporal, durante la perforación de los pozos exploratorios y las pruebas de producción, no existiendo una diferencia sustantiva con la exploración para recursos no-convencionales.

El desarrollo del gas de esquisto requiere de espacio para el almacenamiento del equipo técnico, los camiones con compresores, químicos, apuntalante, agua y contenedores para las aguas residuales si estas no son entregadas a los pozos de agua locales y son recogidos en estanques.

El tamaño medio de un pozo en Pensilvania durante los procesos de perforación y fracturación es alrededor de 4-5 acres (16.200-20.250 m^2). Tras la restauración parcial de la producción, el tamaño de la almohadilla puede variar entre 1-3 acres (4.050-12.150 m^2).

En comparación, si una central solar ocupara un área similar (10,000 m^2), alrededor de 400,000 kWh de electricidad podrían ser generados por año, que corresponde a 70.000 m^3 de gas natural por año si se convirtiera a electricidad a un 58% de eficiencia. La cantidad de producción de gas típica de un pozo en el Barnett shale(Texas, USA)es alrededor de 11

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

mill. m^3 , por pozo en el primer año, $80.000m^3$ en su noveno año y alrededor de $40.000 m^3$ en su décimo año. En contraste a la extracción de combustibles fósiles, las plantas de energía solar generan electricidad durante más de 20 años. Al final de la vida de la planta solar, esta puede ser sustituida por una nueva sin consumo adicional de tierra.

El desarrollo de formaciones de gas de esquisto requiere de un denso espacio. En los USA, el tamaño del pozo depende de las regulaciones estatales. El espacio típico en campos convencionales de USA es de un pozo por cada 640 acres (por cada $2,6 km^2$). En el Barnett shale, el inicial espacio fue reducido a un pozo por cada 160 acres (1,5 pozos por cada km^2). Mas tarde, en los llamados “pozos de relleno”, son permitidos y perforados en 40 acres de espacio (mas o menos 6 pozos por km^2). Esto parece una práctica común en la mayoría de los pozos cuando estos son intensamente desarrollados.

Al final de 2010, casi 15.000 pozos habían sido perforados en el Barnett shale, mientras que el total de esquisto se extiende por un área de $13.000 km^2$. Estos resultados muestran una densidad de 1,15 pozos por km^2 .

Los pozos están conectados por carreteras para el transporte mediante camiones, lo que significa nuevos incrementos en el consumo de espacio. En los USA, el área superficial esta también ocupada por los estanques de recolección de aguas residuales. El tamaño de estas aéreas no está incluido en el tamaño de los pozos mostrado anteriormente. Si los incluyéramos podríamos superar fácilmente el área ocupada por las operaciones de producción de gas.

-Medidas de mitigación y control

El desarrollo de la perforación horizontal, con secciones de hasta 2 km, junto con la práctica de desarrollar múltiples pozos desde un único emplazamiento (“paddrilling”) ha supuesto un hito en la reducción del uso de superficie, minimizando tanto el impacto superficial como la afección a la población local, al disminuir la necesidad de nuevas vías de acceso y tráfico rodado adicional. Traducido a cifras, un emplazamiento de 2,5 hectáreas o menos, puede cubrir un área de explotación de $5 km^2$ o más.

-Tratamiento y control de las aguas residuales

A día de hoy, el agua utilizada durante la fracturación hidráulica que no es reutilizable para un consumo diferente de una nueva fracturación. Los fluidos de fractura son inyectados dentro de las formaciones geológicas a alta presión. Una vez que la presión es liberada, una mezcla de fluido de fractura, metano, compuestos y agua adicional de los depósitos vuelve a la superficie (flowback). Esta agua debe ser recogida y correctamente almacenada. En relación al porcentaje de fluido recuperado no hay una cifra exacta, ya que esta cifra varia de unas fuentes a otras: según informaciones provenientes de la industria, entre el 20% y el 50% del agua usada para la hidrofractura de los pozos de gas vuelve a la superficie como flowback, de acuerdo a otras fuentes, entre el 9% y el 35% vuelve a la superficie (Sumi 2008), mientras que las cifras provenientes de las fuentes mas optimistas hablan de que entre un 15% y un 85% de los fluidos

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

inyectados durante la fracturación alcanzan de nuevo la superficie en los primeros días. Parte de esta agua se recicla para ser utilizada en futuros pozos.

Este fluido está mezclado con metano y agua salada que contiene minerales procedentes de la roca madre. El retorno del agua a los niveles superficiales depende de varios factores (diseño de la fracturación, característica del fluido de fracturación empleado, propiedades de la pizarra, etc.). Estas aguas de retorno contienen, por tanto, sales, compuestos orgánicos e inorgánicos naturales y los aditivos químicos usados en la fracturación.

Parece ser que la correcta recogida de las aguas residuales es el mayor problema en Norte América. El núcleo del problema es la enorme cantidad de aguas residuales y la incorrecta configuración de las plantas de aguas residuales. Aunque el reciclaje puede ser posible, esto incrementaría el coste del proyecto. Muchos problemas asociados con una incorrecta recogida han sido reportados:

- En agosto del 2010, “Talisman energy” fue multada en Pensilvania por un vertido en 2009 que envió mas de 4,200 galones (alrededor de 16 m^3) de flow-back fluido proveniente de la fractura hidráulica en un pantano y en un afluente del Webier Creek.(Talisman 2011)
- En enero del 2010, “Atlas Resources” fue multado por violar leyes medioambientales en 13 emplazamientos de pozos en el sudoeste de Pensilvania, USA. Atlas Resources no aplicaron un control adecuado de la erosión y la sedimentación, lo que provoco descargas turbias. Además, Atlas Resources descargo combustible diesel y fluido proveniente de la fractura hidráulica en la tierra. Atlas Resources mantiene más de 250 permisos para pozos en Marcellus.(PA DEP 2010)
- “Range Resources” fue multado por un vertido de 250 barriles (alrededor de 40 m^3) de fluido de fractura hidráulica diluido el 6 de octubre del 2009. La razón del vertido fue por la rotura de una articulación.(PA DEP 2009)
- En agosto del 2010, “Atlas Resources” fue multado en Pensilvania por permitir el desbordamiento del fluido de fracturación hidráulica de un pozo de aguas residuales contaminando unas cuencas de alta calidad en el Condado de Washington (Pickels 2010).
- En una plataforma de perforación compuesta por tres pozos de gas en Troy, Pensilvania, “Fortune Energy” descargaba ilegalmente fluidos del flow-back en una zanja de drenaje y a través de un área de vegetación, llegando finalmente a un afluente del Sugar Creek(Michaels 2010).
- En junio de 2010, el Departamento de Protección Medioambiental de West Virginia(DEP) dio a conocer un informe en el cual concluía que en agosto del 2009 “Tapo Energy” descargo una cantidad desconocida de “material basado en petróleo” asociado con actividades de perforación en un afluente del Buckeye Creek en Doddridge County. El derrame contamina tres kilómetros de largo del afluente (Michaels 2010).

La mayoría de estas contaminaciones del agua son debidas a una práctica incorrecta. Por lo tanto el manejo estricto de estas cuestiones es obligatorio. También en Europa, por ejemplo en Alemania, ya han ocurrido accidentes consecuencia de la fracturación hidráulica. Por ejemplo,

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

tuberías de aguas residuales de tight gas procedentes de “Söhlingen” en Alemania gotearon en 2007.

La Agencia de Protección Ambiental de EEUU (EPA), responsable de regular los pozos en los cuales se reinyectan las aguas residuales, los considera “una opción segura y aconómica” para el vertido de aguas residuales procedentes de procesos industriales, desechos urbanos, extracción de petróleo y gas y otros procesos. Según la EPA, en EEUU hay más de 144.000 pozos de agua residuales que llevan décadas de forma segura.

-Medidas de mitigación y control:

Como medidas correctoras, esta agua de retorno puede ser objeto de los siguientes tratamientos:

- a) Reutilización, con el fin de reducir las necesidades del recurso. La composición del agua de retorno varía con el tiempo, incrementando su salinidad. Antes de ser mezclada con agua dulce para su reutilización, se la somete a un tratamiento con el fin de eliminar los sólidos y otras impurezas.
- b) La inyección en acuíferos profundos. Esta práctica está muy extendida en EE.UU. Obviamente la inyección requiere de los adecuados estudios geológicos y comprobaciones de campo. Frecuentemente son antiguos yacimientos de hidrocarburos ya cerrados. En ocasiones se perforan pozos de inyección en formaciones salinas que han demostrado su capacidad para ser utilizadas como almacenes.
- c) A veces el agua es evaporada, quedando un residuo sólido que puede ser radioactivo.
- d) En otras ocasiones el agua después de ser tratada convenientemente y cuando alcanza las especificaciones requeridas, es vertida a un cauce.

Las dos primeras alternativas son las más utilizadas por la industria. En cualquier caso, la reinyección de aguas residuales no es una técnica que se vaya a utilizar en los proyectos de exploración de gas no-convencional en España. En primer lugar, porque no existen este tipo de depósitos asociados a la producción de hidrocarburos. Además, el estudio de la Comisión Europea sobre el impacto medioambiental de los gases de esquisto afirma que la Comisión considera que la Directiva del Agua prohíbe la inyección de agua de retorno. A lo que se añade que el informe no legislativo del Parlamento Europeo titulado “Repercusiones medioambientales de la extracción de gas y petróleo de esquisto” (2011/2308/INI) deja claro que el agua de retorno debe reciclarse en lugar de reinyectarse. Es decir, en España, en el caso que se comience a explotar nuestros recursos de shale gas, el agua de retorno que se recupere tras el proceso de estimulación hidráulica se almacenará en tanques certificados y sellados para su tratamiento o reciclaje

No obstante, la tecnología está avanzando, actualmente, se está estudiando la opción de utilizar fluidos compuestos por geles y espumas de dióxido de carbono y nitrógeno (King, 2010) así

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

como sustancias gelificantes de GLP que pueden llegar a reducir la incorporación de compuestos no deseables a las aguas de retorno toda vez que no disuelven sales, metales pesados ni materiales naturales radiactivos (NORM).

Por último, cabe mencionar que están desarrollándose programas de investigación para establecer metodologías de gestión eficaz y sostenible del agua utilizada durante la fracturación hidráulica. A la ya mencionada iniciativa del Gobierno de los Estados Unidos (*Estimated Use of Water in the United States-2014*), pueden añadirse los estudios iniciados por el *British Geological Survey* por el *Investor Responsibility Research Center Institute (CERES Aqua Gauge: A frame work for 21st Century Water Risk Management)*.

-Contaminantes del aire procedentes operaciones periódicas

El gran número de quejas debido a enfermedades humanas y muertes animales alrededor de la pequeña ciudad de Dish, Texas, forzó al alcalde de la ciudad a encargar a un consultor independiente la tarea de realizar un estudio de la calidad del aire ,en relación a los impactos ocasionados por las operaciones de la extracción del gas, dentro y alrededor de la ciudad (Michaels 2010). El estudio confirmó “la presencia de altas concentraciones de compuestos neurotóxicos y carcinógenos en el aire ambiental y/o en propiedades residenciales. Aunque este tipo de quejas también han sido reportadas en otros sitios, la investigación en Dish es la mas relevante, dado el hecho de que no hay otra actividad industrial en la zona, por lo tanto se cree que las actividades de extracción de gas natural dentro y alrededor de la ciudad son la única fuente de estos impactos.

The Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ) ha establecido un programa de seguimiento, confirmando el escape de vapores, con presencia elevada de hidrocarburos, de los equipos de perforación y tanques de almacenamiento, y significantes niveles de benceno en algunas localizaciones(Michaels 2009).

Las emisiones de compuestos aromáticos tales como benceno y xileno observados en Texas son predominantemente procedentes de la compresión del gas natural y procedimientos donde componentes más pesados son descargados a la atmosfera. En la EU la emisión de este tipo de sustancias está limitada por ley.

-Contaminantes procedentes de explosiones o accidentes en los sitios de perforación

Experiencias en USA muestran que han ocurrido varias explosiones de pozos:

- El 3 de junio del 2010, la explosión de un pozo de gas en Clearfield County, Pensilvania, provoco el arrojó de 35,000 galones de aguas residuales y gas natural al aire durante 16 horas.
- En junio del 2010, la explosión de un pozo de gas en Marshall County, West Virginia, provoco el envío de siete trabajadores heridos al hospital
- El 1 de abril del 2010, tanto un tanque como un pozo abierto para almacenar el fluido de fracturación hidráulica se incendio en un well pad de Atlas.

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

En todos los casos comentados anteriormente, las compañías fueron multadas. Resulta que estos accidentes son, en su mayoría, relacionados con el manejo incorrecto, ya sea por personal no entrenado o a través de un comportamiento incorrecto.

-Medidas de mitigación y control:

En orden para minimizar los riesgos de vertido en Europa, son recomendadas estrictas regulaciones y su estricta supervisión. Específicamente, se recomienda recoger estadísticas sobre accidentes ocurridos en Europa, para analizar las causas de los accidentes y extraer posibles consecuencias. En el caso de que determinadas compañías tengan un historial especialmente negativo, estas podrían ser consideradas para su exclusión de futuras operaciones de exploración o derechos de producción. Estos casos se están discutiendo en el Parlamento Europeo en relación con las actividades de petróleo y gas en alta mar.

-Uso de productos químicos

Uno de los principales riesgos que conlleva la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica es el uso de sustancias químicas tóxicas y peligrosas. Obtener información sobre las sustancias químicas utilizadas no es una tarea fácil.

El fluido de fractura está típicamente compuesto aproximadamente por un 98% de agua y arena, y un 2% de aditivos químicos. Los aditivos químicos incluyen sustancias tóxicas, mutágenas y carcinógenas.

En Estados Unidos, el país con más experiencia en esta técnica, la información sobre las sustancias está protegida debido a intereses comerciales. Se sabe que hay al menos 600 sustancias químicas presentes y que algunas de ellas son reconocidas como cancerígenas, mutágenas, y disruptoras endocrinas (alteradoras del sistema hormonal). Por ejemplo se utiliza, benceno, tolueno, etilbenceno o xileno, sustancias identificadas como muy peligrosas para la salud y el medio ambiente con los efectos anteriormente enumerados. Durante años diferentes organizaciones en EEUU han exigido la divulgación completa de las mezclas y sustancias químicas que se emplean en la perforación y fracturación hidráulica, ya que su no identificación es uno de los principales problemas para realizar la evaluación de riesgos de esta técnica e incluso para aplicar tratamientos médicos en caso de accidentes.

Debido al secretismo que hay alrededor de la composición de los aditivos. El Estado de Nueva York realizó un estudio de una lista de 260 sustancias, del cual se extrajeron las siguientes cifras:

- 58 de las 260 sustancias poseen una o más propiedades que pueden dar lugar a una cierta preocupación
- 6 están presente en la lista número 1 perteneciente a las listas de 1-4 de sustancias prioritarias, las cuales la Comisión Europea ha publicado como sustancias que requieren de una inmediata atención debido a sus potenciales

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

efectos sobre el hombre o el medio ambiente: acrilamida, etil benceno, benceno, isopropilbenceno, tetrasodica, acido etilenediaminetetracetate.

- Una sustancia(naftaleno bis(1-metil)) esta actualmente bajo investigación por su carácter persistente, bioacumulativo y toxico
- 2 sustancias(naftalina y benceno) están presentes en la lista de 33 sustancias prioritarias establecida en el Anexo X del Marco Directivo del Agua(WFD)2000/60/EC
- 17 están clasificadas como toxicas para organismos acuáticos
- 38 están clasificadas como tóxicos agudos(para la salud humana) como el 2-butoxietanol
- 8 sustancias están clasificadas como conocidos carcinógenos tales como el benceno, acrilamida, oxido de etileno y diversos disolventes que contienen sustancias aromáticas
- 6 están clasificados como sospechosos carcinógenos, tales como hidroxilamina y clrhidrato
- 7 están clasificados como mutagenicos (benceno y el oxido de etileno)
- 5 están clasificados como poseedores de efectos reproductivos.

La organización TEDX (Diálogos sobre la Disrupción Endocrina) de Estados Unidos lleva varios años recogiendo información sobre los productos tóxicos utilizados, y ha realizado un análisis de los datos detallando los posibles efectos sobre la salud humana y el medio ambiente. Los resultados del análisis se resumen en el documento “*Operaciones de Gas Natural desde una Perspectiva de Salud Pública*” que se publicarán en la revista *Internacional Journal of Human and Ecological Risk Assessment*.

El análisis se basa en 362 sustancias claramente identificadas (mediante el número CAS de identificación de sustancias químicas). Los efectos sobre la salud que se han encontrado para las mismas se han clasificado en categorías. En la siguiente tabla se muestra el porcentaje de estas sustancias que están asociadas con efectos en cada una de las categorías (muchas sustancias químicas tienen efectos sobre la salud en más de una categoría).

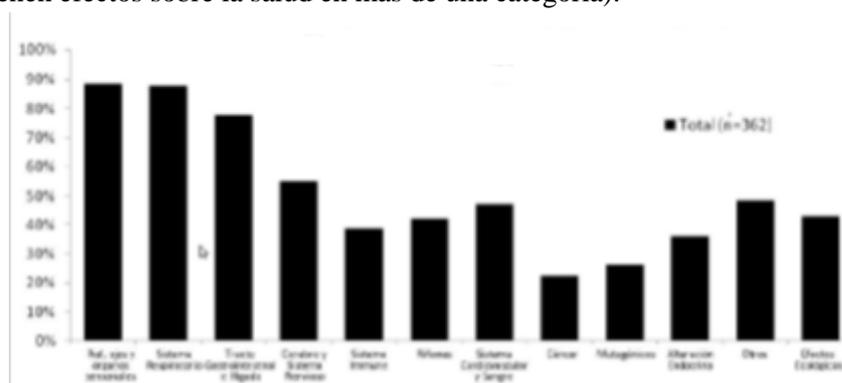


Figura 35. Diagrama de efectos sobre la salud de sustancias químicas con Números CAS. Fuente: TEDX

Es destacable que más del 25% de las sustancias pueden causar cáncer y mutaciones, el 37% pueden afectar al sistema endocrino, más del 50% causan daños en el sistema nervioso y casi el 40% provocan alergias (sensibilizantes).

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

Estas sustancias tóxicas se liberan al aire o al agua (tanto de acuíferos como de superficie) y además de los efectos sobre la salud tienen efectos sobre el medio ambiente. Más del 40% de las sustancias tienen efectos ecológicos, que dañan a la vida acuática y otra fauna.

Los efectos sobre la salud son causados principalmente por el impacto de las emisiones al aire y al agua. Muchos de ellos son efectos a largo plazo de compuestos orgánicos volátiles.

En EEUU cada vez es más habitual la inyección subterránea de los residuos generados, por lo que el riesgo tóxico se ve multiplicado.

Este nuevo auge en la exploración y explotación de gas podría ocasionar la contaminación de grandes cantidades de agua por sustancias químicas tóxicas. Es de especial preocupación el riesgo para los acuíferos subterráneos de los que dependen el agua potable y el uso agrícola.

Por otro lado, las asociaciones y ONG que trabajan en el área de riesgo químico en Europa, denuncian que sólo 10 de las 600 sustancias químicas que se utilizan en el proceso de la fractura hidráulica están registradas en el Reglamento Europeo de REACH para este uso, por lo que el resto de sustancias se estarían empleando de forma ilegal.

En los anexos podemos encontrar una hoja de cálculo elaborada por Theo Colborn (Gasland film) y sus colaboradores en su web: "The Endocrine Disruption Exchange". Esta hoja de cálculo hace una completa exposición de muchos de los productos comerciales utilizados en la fractura hidráulica, así como las sustancias químicas involucradas.

-Impactos en la salud humana

Posibles efectos sobre la salud son principalmente causados por el impacto de relevantes emisiones en el aire o el agua. Estos son en su mayoría dolores de cabeza y efectos a largo plazo por compuestos orgánicos volátiles. La contaminación de las aguas subterráneas puede ser peligrosa en el caso de que la población entre en contacto con el agua contaminada. Por ejemplo, en el caso de que los niños se laven con frecuencia con agua contaminada puede provocar alergias y efectos sobre la salud. También el agua residual de pozos y líquidos sobrantes son un motivo de preocupación cuando la piel está expuesta a ellos.

Más allá de los efectos potenciales reales sobre la salud y su relación directa con las actividades de fractura hidráulica son raramente documentados. Por lo general, los informes sobre dolores de cabeza lideran la lista.

En las inmediaciones de la comunidad de Dish, Texas, USA, la enfermedad y muerte de caballos jóvenes ya han sido documentados (Wolf 2009).

El pasado 22 de Abril de 2014, un tribunal condenó a la empresa Aruba Petroleum a indemnizar con 2,9 millones de dólares a la familia Parr (Texas, EEUU) porque considera que sus dolencias (Sarpullidos, hemorragias, vómitos, migrañas, fiebres, .etc) están relacionadas con las operaciones de fracking de los pozos de Aruba. Se trata de la primera indemnización millonaria

Riesgos del fracking sobre el medio ambiente y la salud

Por un caso de afectación a la salud relacionado con el fracking. El veredicto contempla el pago del equivalente a 198.000 euros por pérdida de valor de la propiedad de los Parr, 180.000 por futuras consecuencias para su salud, otros 288.000 por daños psicológicos y 1,4 millones por los problemas médicos causados hasta ahora

Aspectos económicos

Se reconocen, al menos, tres factores clave para el espectacular desarrollo del aprovechamiento de los hidrocarburos no-convencionales:

- Técnicos
- Económicos
- Legales

Merece ser resaltada la importancia que en la vertiente técnica ha tenido la mejora continuada de la perforación dirigida y horizontal, junto con la optimización de la técnica de estimulación mediante fracturación hidráulica, así como la posibilidad de agrupamiento de múltiples pozos en un solo emplazamiento.

En la vertiente económica, el aspecto más relevante a destacar es la significativa reducción de costes de inversión (*capex*) y operativos (*opex*) conseguida en los últimos años, fundamentalmente en los EEUU de América y en Canadá, países en los que el gas no-convencional ha tenido un gran desarrollo, siendo los primeros los que más influyen en el coste final del gas puesto en la red.

Esa reducción se ha conseguido gracias a la conjunción de varias circunstancias:

- Amplia disponibilidad de recursos materiales y humanos
- Optimización de los procesos de perforación, estimulación y producción, incluyendo la gestión de los fluidos, tanto de alimentación como de retorno
- Carácter de la actividad, continuada en una misma área, y más próxima al sector manufacturero que al de la exploración y producción convencional

Posiblemente la primera de ellas sea la que ejerce mayor influencia, condicionando fuertemente el desarrollo del gas no-convencional en aquellas regiones del mundo carentes de infraestructura adecuada, como es el caso de Europa y más particularmente en España, donde no existe una cultura de perforación y por tanto, inexistencia de personal y tecnología adecuada para el desarrollo de esta actividad.

Así por ejemplo, en enero del año 2012, según *Rig Worlds*, se contabilizaban en los EEUU de América un total de 1.949 torres de perforación frente a 71 disponibles en Europa; y respecto de los equipos de bombeo para estimulación hidráulica, según *FP Energy*, la potencia disponible alcanzaba los 18 millones de C.V. siendo contados los equipos disponibles en Europa, con potencias unitarias por equipo del orden de los 20.000 C.V.

La citada reducción de costes en la producción del gas natural no-convencional ha propiciado la entrada en el mercado norteamericano de ese tipo de recurso energético con el consiguiente impacto en el mismo, tanto en términos de disponibilidad de gas nacional como de precio.

Aspectos económicos

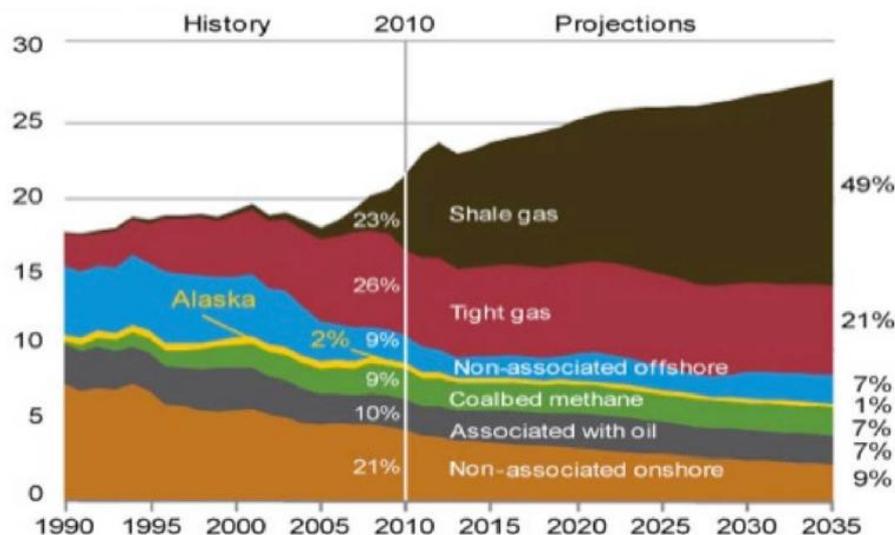


Figura 36. Evolución de la producción nacional de gas en EEUU

La figura anterior, extraída de un estudio de la *Energy Information Administration (EIA)* del año 2012, muestra la evolución de la producción nacional de gas en los EEUU de América, expresada en Tcf, y la creciente participación en la misma del gas no-convencional: CBM, *tight* y *shale*. Destaca la evolución del *shale gas* que, comenzando a explotarse a principios de este siglo, alcanza en el 2010 una participación del 23%, previéndose una cuota del 49% en el año 2035.

El siguiente gráfico nos muestra la evolución de los precios spot de gas en el Henry Hub, expresados en dólares por millón de Btu. Los precios del periodo 2006-2010 son representados por la nube gris mientras los correspondientes a 2011 y parte de 2012 se encuentran en la banda baja en un rango de 2 US\$/MBtu a 5 US\$/MBtu.

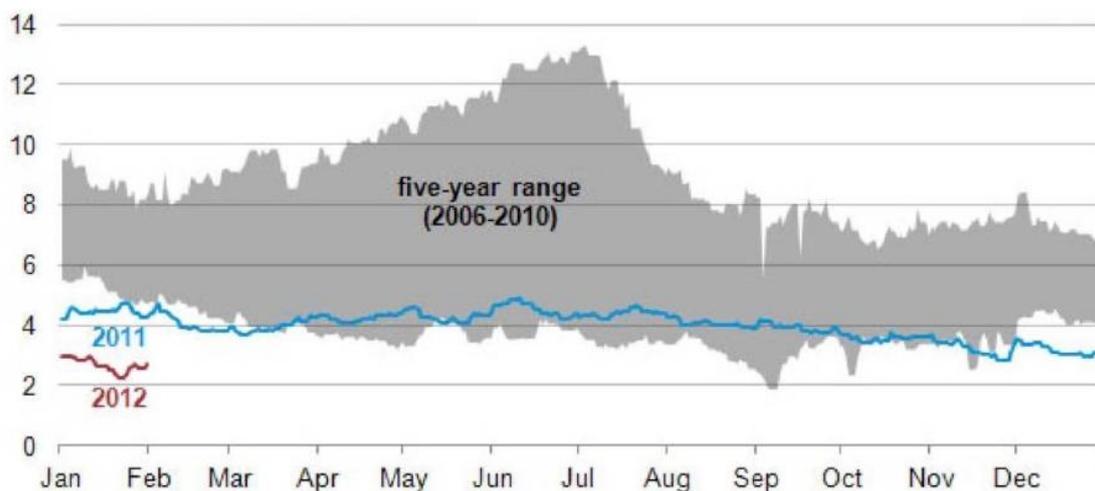


Figura 37. Evolución de los precios spot en el Henry Hub

En el siguiente gráfico, en el cual el periodo representado por la nube gris corresponde a 2009-2011 mientras los correspondientes a 2012 y parte del 2013 se encuentran en la banda baja en un rango de 1.9 US\$/MBtu a 4.5 US\$/MBtu., podemos observar como el precio medio del gas natural aumentó en la mayoría de los puntos comerciales entre un 40-60% durante el primer semestre de 2013 en comparación con el mismo periodo de 2012, cuando la demanda de gas

Aspectos económicos

natural aumento mas rápido que el aumento de la oferta. Podemos observar que los precios en 2013 son muy similares a los niveles registrados en 2009 a 2011, en gran parte debido a que el invierno de 2012 fue relativamente cálido y el de 2013 bastante mas frio.

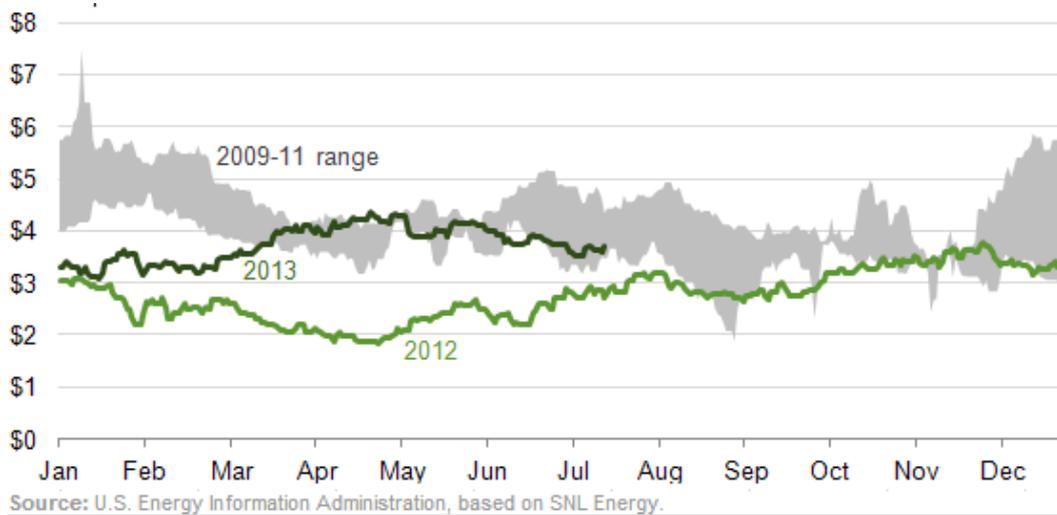


Figura 38. Evolución de los precios spot en el Henry Hub

El precio de venta de equilibrio de rentabilidad para un yacimiento viene determinado, fundamentalmente, antes de royalties, tasas, impuestos etc., por los siguientes parámetros:

- Coste de inversión por pozo, incluyendo perforación y estimulación
- Coste de inversión de infraestructuras de producción repercutibles por pozo
- Costes de explotación repercutibles por pozo
- Costes medioambientales
- Perfil de producción por pozo
- Volumen final de gas recuperado por pozo

Y de entre ellos los que ejercen mayor influencia en el coste final del gas son el primero y los dos últimos, siendo precisamente estos parámetros los que pueden resultar más beneficiados de la aplicación de la experiencia acumulada en yacimientos en explotación, a otros en evaluación o fases iniciales de desarrollo, mejorando la curva de aprendizaje de estos.

Centrándonos en el caso europeo, el factor técnico-económico que se revela como más negativo es el ya mencionado de la escasez de recursos materiales y humanos. La corrección de esta situación es una condición insoslayable, necesitada de tiempo y esfuerzo, para poder pensar en el desarrollo del gas no-convencional en nuestro continente a medio plazo y que la inversión resulte rentable.

De la consulta de publicaciones de la “*Jointas sociation survey on drillingcosts*”, y otros autores y compañías, se desprende que el coste medio de un pozo profundo completado puede estar, para EEUU y Canadá, en un rango de 6 MUS\$ a 9 MUS\$ incluyendo varios intervalos de estimulación. Este coste sería notoriamente inferior en el caso de pozos para explotación de CBM en razón, principalmente de su menor profundidad. Como contrapunto el coste de un pozo

Aspectos económicos

en España a día de hoy, completado incluyendo estimulación de varios intervalos, puede rondar los 25 M€, es decir unas 3,5 a 5 veces más.

En la siguiente tabla podemos ver una estimación de los costes de producción de gas convencional y no-convencional en función del país en el que se encuentre, realizada por la OECD/IEA en 2012

	Convencional	Tight	Shale	CBM
Europa Este y Eurasia	2-6	3-7		3-6
	Rusia<2,3-7			Rusia<3-5
Medio Oriente	2-7	4-8		
	Qatar:<2			
Asia/Pacífico	4-8	4-8	China<4-8	3-8
OECD Norte América	3-7	3-7	3-7	3-7
Sudamérica	3-8	3-7		
África	3-7			
OECD Europa	5-9		5-10	5-9
TOTAL	2-9	3-8	3-7	3-8

Tabla 18. Estimación de costes de producción en cabeza de pozo de gas natural por tipos y áreas (US\$/MBtu)

Una de las cosas que refleja la tabla es la ausencia de datos que tenemos para el Shale gas como consecuencia de la escasa o nula producción de estos recursos en diversas partes del mundo.

El cuadro anterior confirma que los actuales precios del gas natural en el mercado americano, citados anteriormente, en el rango de los 2 US\$/MBtu a 4 US\$/MBtu, resultan insostenibles para un gran número de campos en producción, que no entrarán en beneficio, si no se alcanzan valores de venta de 6 US\$/Mbtu a 8 US\$/MBtu.

Considerando que la recuperación total por pozo, en el caso del shale gas, se encuentra con frecuencia entre 1 bcf y 10 bcf, la aplicación de los costes de inversión correspondientes tan solo a pozo perforado y completado, tendría la siguiente repercusión en el coste final del gas.

Coste por pozo (M\$)	Repercusión en el coste del gas (\$/MBtu)	
	Para RF=1 bcf	Para RF= 10 bcf
6	5,59	0,56
9	8,38	0,84
32,5 (25 M€)(1)	30,27	3,03

Aspectos económicos

Tabla 19. Coste de pozo exploratorio, en ausencia de datos de campos en desarrollo, los estudios consultados vaticinan costes por pozo en Europa, del orden de 1,5 veces los del mercado americano). RF: Recuperación Final de gas por pozo

La tabla anterior pone de manifiesto la importancia de maximizar la recuperación por pozo y minimizar el coste de perforación y completación, para propiciar la viabilidad de un proyecto de esta naturaleza. Sobre todo en el caso europeo, donde cobra especial relevancia la necesidad de reducir los costes citados, con el fin de atraer inversores y hacer del fracking, una técnica rentable.

Uno de los grandes problemas de España es el excesivo gasto en importaciones energéticas. España importa casi el 80% de la energía que consume, muy por encima de la media europea. Gastamos unos 50.000 millones de euros anuales en petróleo y gas, provocando un importante desajuste en nuestra balanza como podemos observar en la tabla siguiente.



Figura 39. Saldo en la balanza energética, Evolución del precio del petróleo barril Brent, Precio del gas natural en la Unión Europea e Intensidad energética primaria

Aspectos económicos

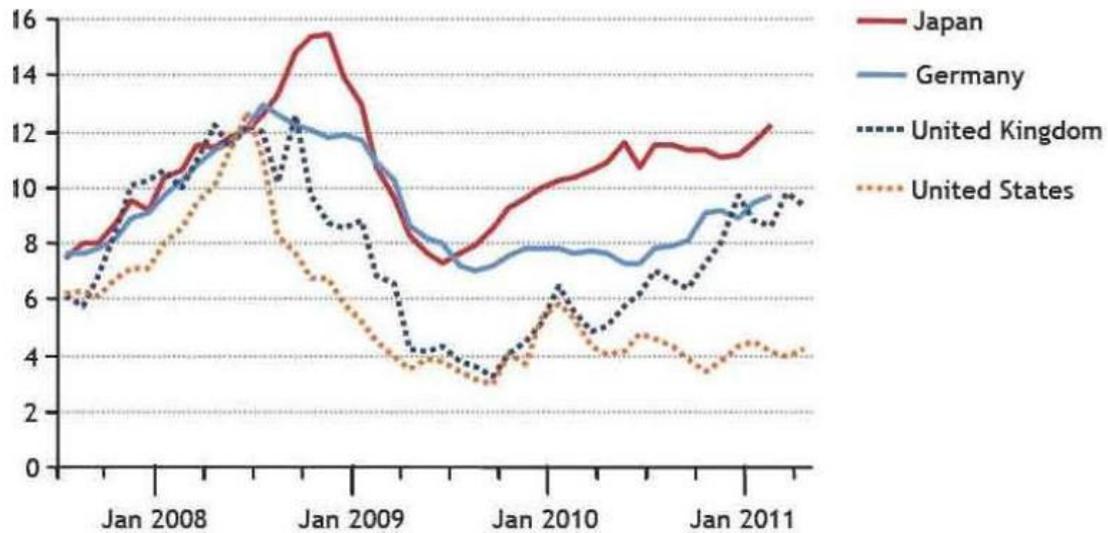


Figura 40. Evolución de los precios spot del gas natural en diferentes mercados para el periodo 2007-2011

El claro desacoplamiento de precios del gas entre los EEUU y los restantes países es atribuido, por todos los autores consultados, a la creciente producción de gas no-convencional en el país norteamericano, y particularmente al *shale gas*.

Y esta situación podría prolongarse en el tiempo si las previsiones realizadas por la EIA, reflejadas en los siguientes gráficos, fueran acertadas y los precios en los EEUU se mantuvieran en el año 2035 en el rango de los 6 US\$/Mbtu a 8 US\$/Mbtu.

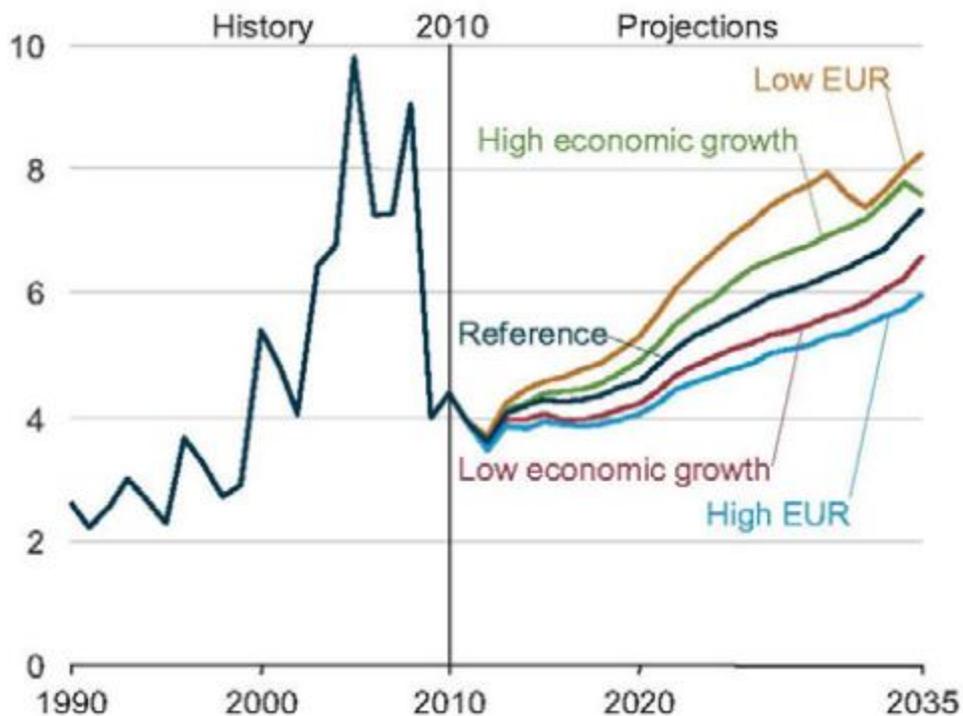


Figura 41. Precio del barril en función del crecimiento de la economía en EEUU.

Aunque la situación de EEUU no se pueda extrapolar a España, sí que la explotación del shale gas podría suponer un importante ahorro en términos de importaciones energéticas.

Aspectos económicos

De cumplirse las estimaciones mostradas en el gráfico anterior, los EEUU se convertirían a partir del año 2022 en exportadores netos de gas, cuando tan solo hace pocos años cubrían alrededor del 20% de su consumo con gas importado y la tendencia apuntaba al aumento de este.

Como podemos observar en el siguiente gráfico, la importaciones de LNG aumentaron a 3.5 Tcf en 2029 y se mantendrán en ese nivel hasta 2040. Y las exportaciones por gasoducto aumentan un 6% por año (de 0.6 Tcf en 2012 a 3.1 Tcf en 2040) a Méjico y 1.2% (de 1.0 Tcf a 1.4 Tcf en el mismo periodo) a Canadá, mientras que durante ese mismo periodo, las importaciones a Canadá cayeron un 30% (de 3.0Tcf en 2012 a 2.1Tcf en 2040).

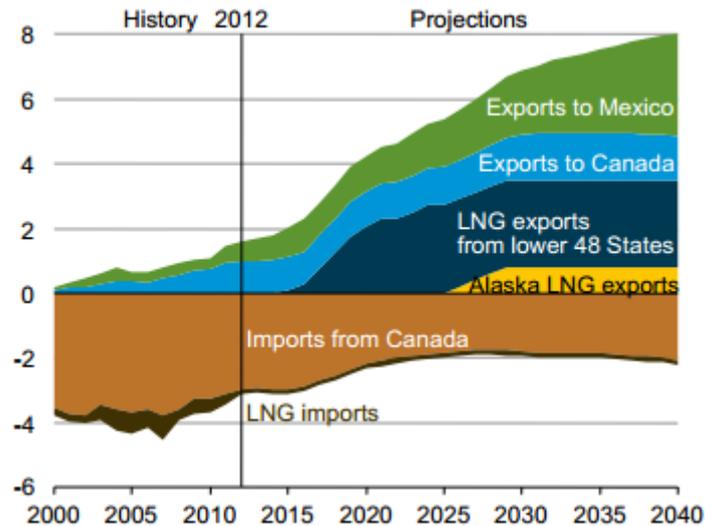


Figura 42. Importaciones y exportaciones de gas natural en EEUU 2000-2040 (trillones de metros cúbicos)

En el siguiente gráfico podemos ver como hay una tendencia al aumento del uso de gas natural para la producción de electricidad en detrimento del carbón, como consecuencia del bajo precio del gas natural.

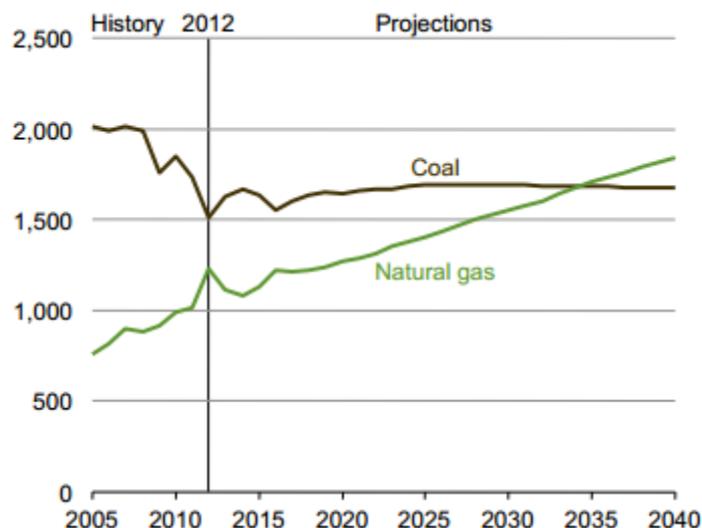


Figura 43. Generación de electricidad mediante carbón y gas natural, 2005-2040 (billones de kWh)

Aspectos económicos

Como podemos observar los picos máximos y mínimos se experimentaron en 2012 como consecuencia del precio extremadamente bajo que experimento durante ese año el gas natural (2\$ MBtu). Como consecuencia de ello las centrales eléctricas, se han estado conectando al gas natural desde 2006. Pero los precios aumentaron en 2013 (4\$ MBtu), como consecuencia de un invierno mas frio y demás aspectos que hemos comentado anteriormente. Como resultado de ello, algunas centrales eléctricas volvieron al carbón, como podemos observar en el grafico, lo cual provocó un incremento en las emisiones de CO2 previstas del 2%.

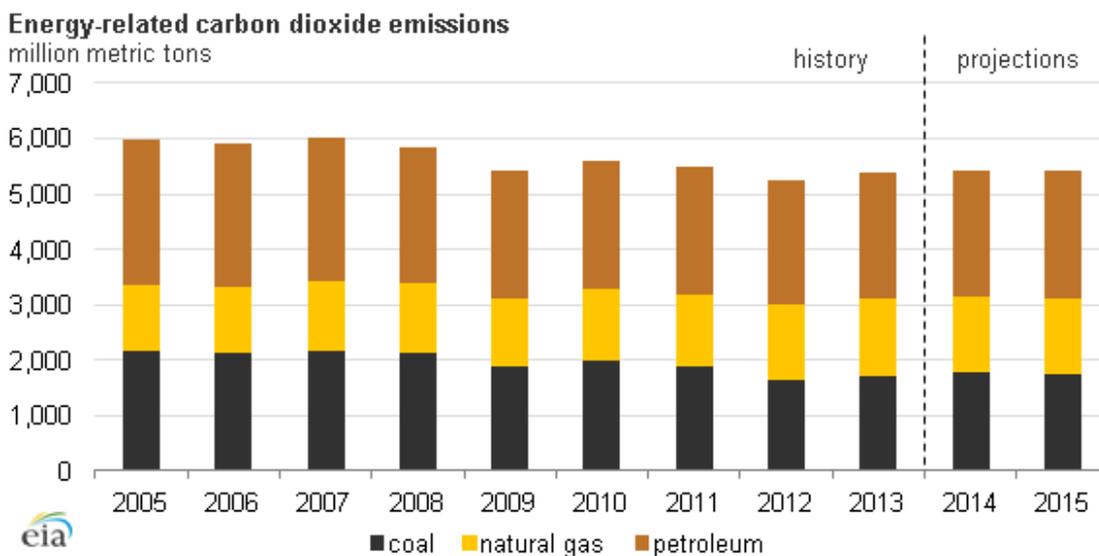


Figura 44.Emisiones de CO2 en relación con el combustible empleado.2005-2015.

Y como podemos observar, el aumento del uso del gas natural provocó una reducción en las emisiones de CO2.

La IEA presenta un posible escenario para el año 2035, que se recoge en el siguiente grafico, en el que se estiman los principales países productores a esa fecha y sus correspondientes niveles de producción. Hay que aclarar que el escenario corresponde a un supuesto de que, de cumplirse determinadas premisas que el estudio denomina “Golden Rules”, el gas no-convencional tenga un desarrollo razonable a nivel mundial.

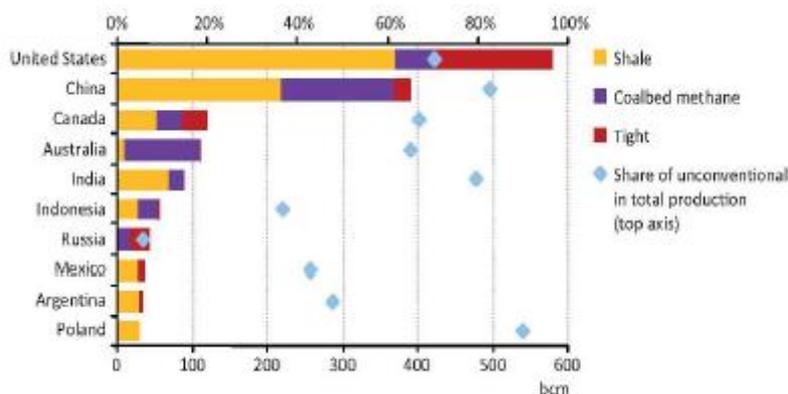


Figura 45.Producción total de gas no-convencional por país (Bcm anuales), distribución por tipos y el porcentaje que tal producción representa en cada país, respecto de su producción total de gas natural

De cumplirse estas previsiones, se vislumbran importantes retos para los actuales países exportadores de gas natural de origen fundamentalmente convencional, y el desarrollo de

Aspectos económicos

nuevos campos en zonas remotas, offshore, etc., caso de la península de Yamal en Rusia, el offshore del Ártico, etc., que podrían verse comprometidos.

Existen diversos estudios que han analizado las consecuencias económicas del desarrollo de campos de gas no-convencional; este es el caso del trabajo realizado por el *Grupo Perryman* para la Cámara de Comercio de Fort Worth (Tejas)⁵. Este informe analiza el impacto socio económico de diez años de explotación de la *Barnett Shale* en Tejas, aportando interesantes datos, entre los que pueden destacarse que para el conjunto del Estado, la actividad derivada de la explotación de la formación Barnett durante 2011 mantenía un empleo estable de 119.000 puestos de trabajo, y que la aportación al producto interior bruto se estimaba en unos 13.700M US\$.

Las cifras correspondientes al período 2001-2011 para esos mismos conceptos serían de 710.319 empleos/año y de 80.700M US\$ de aportación al producto interior bruto.

El informe considera esperable un progresivo desacoplamiento de los precios del gas natural de los del crudo. Los valores propuestos responden a unas premisas que prevén para 2035 una población mundial de 8.600 millones (7.000 millones en 2012) y una demanda mundial de energía primaria de 17.150 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep), frente a las 12.700 tep en 2010.

Respecto de la evolución del precio del crudo, se prevé que este alcance los 120 US\$/barril en 2035 (US\$ de 2010), equivalente a un precio nominal en el 2035 de unos 212 US\$/barril. Respecto del carbón térmico, la previsión es que en el 2035 el coste de la tonelada se sitúe en los 112 US\$.

En ese contexto resulta previsible un giro de los consumidores hacia el gas natural frente a otras alternativas, así como un apoyo de los gobiernos al desarrollo de fuentes de energía nacionales y, en su caso, del gas natural no-convencional.

Para apoyar la expansión de la industria de gas de esquisto, IHS Global espera que ocurra un significativo aumento de las inversiones de capital y de empleo

- Alrededor de \$1.9 trillones en inversiones de capital tendrá lugar entre 2010 y 2035
- Para 2015, la inversión de capital para apoyar la expansión de la industria de gas de esquisto aumentará desde \$33 billones a \$48 billones
- En 2010, la industria del gas de esquisto sostenía 600,000 trabajos; para 2015 esta cifra crecerá hasta unos 870,000 y más de 1.6 millones en 2035
- Una media de 20-25% de trabajos directos representará a todos los trabajos relacionados con la industria del gas de esquisto
- En 2015, cerca del 45% de estos trabajos directos caerá en los sectores de minería relacionados con el gas natural (extracción, perforación, apoyo) donde las ganancias medias estimadas para la industria del gas de esquisto son de 23.16\$ la hora, significativamente más que los 13.10/22\$ por hora pagados en otros sectores de la economía

IHS Global Insight espera que el crecimiento de la industria del gas de esquisto tenga un impacto significativo en la economía en términos de su contribución al PIB, ingresos tributarios federales, estatales y locales, aumento de la producción y bajada de los precios:

Aspectos económicos

- La contribución del gas de esquisto al PIB fue \$76.9 billones en 2010, crecerá hasta \$118 billones en 2015 y \$231 billones en 2035
- La importación de hidrocarburos pasará de representar un 2,8% del PIB en 2008 a un 0,8% en 2035
- En 2010, la producción de gas de esquisto contribuyó en \$18.6 billones a los ingresos tributarios del gobierno. En 2035 será de \$57 billones y en los próximos 25 años generará unos ingresos de \$933 billones.
- La bajada en el precio del gas natural alcanzado con la producción del gas de esquisto producirá una reducción media del 10% en los costes de electricidad en todo el país durante el periodo proyectado
- Para el 2017, la reducción de los precios se traducirá en un impacto inicial del aumento del 2.9% de la producción industrial. Para 2035, la producción industrial será un 4.7% mayor

Comparativa de versiones

Como ya hemos visto, la información que podremos encontrar depende mucho de si la fuente se encuentra a favor del fracking o en contra de este.

Entre los grupos que se encuentran a favor de la explotación del gas no-convencional encontramos a las empresas integradas dentro del grupo ShaleGas España, la Asociación española de compañías de investigación, exploración y producción de hidrocarburos y almacenamiento subterráneo (ACIEP), y el Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.



Figura 46. Empresas que componen Shale Gas España

En contra encontramos a grupos ecologistas como Greenpeace y Ecologistas en acción, grupos políticos como EQUO, sindicatos, ayuntamientos, medios de comunicación y, en general, a toda la opinión pública.

A continuación podemos ver una tabla donde se realiza la comparativa entre los datos que podemos obtener si la fuente consultada corresponde a uno u otro grupo.

	Fuentes a favor	Fuentes en contra
Situación del proyecto	<p>Los proyectos actualmente se encuentran en fase de exploración. Esta fase puede durar entre 3 y 4 años.</p> <p>Por lo tanto, estos permisos no autorizan a extraer ni a producir gas.</p>	<p>Existen yacimientos que se encuentran en fase de explotación actualmente.</p>
Riesgos durante la perforación	<p>Ninguno, siempre y cuando se respeten las buenas prácticas de la industria.</p>	<p>Riesgos de explosión, escapes de gas, escapes de ácido sulfhídrico (muy tóxico en bajas concentraciones), y derrumbes de la formación sobre la tubería.</p>

Comparativa de versiones

Ocupación del terreno	<p>Durante la fase de exploración, un pozo necesita un terreno de aproximadamente 100 x 130 m (BNK). Durante la etapa de producción esta superficie contiene varios pozos diferentes y, de ese modo, se reduce el impacto en la superficie.</p>	<p>Se suelen perforar de 1.5 a 3.5 plataformas por km², con una ocupación de 2 hectáreas por cada una, lo que supone un gran impacto paisajístico. El periodo de ocupación de cada uno de estos pozos es dependiendo de la riqueza energética interna del subsuelo variable entre 5 y 7 años.</p>
Contaminación acústica	<p>El impacto acústico de la actividad se encuentra regulado al igual que en el resto de perforaciones.</p>	<p>Genera contaminación acústica a causa del incesante trabajo de perforación y traslado de residuos.</p>
Marco normativo	<p>El actual marco reglamentario europeo para la exploración de shale gas, realizado por la Comisión Europea en 2011, es suficiente.</p> <p>Aún así, la industria de la extracción de gas no-convencional ve con buenos ojos una eventual actualización de la regulación existente si esta se encuentra basada en hechos científicos. Además, pone a disposición de los poderes públicos sus conocimientos técnicos en la materia.</p>	<p>La legislación europea y nacional actualmente aplicable a esta técnica es insuficiente en materia de aguas, definición de mejores técnicas disponibles, uso de sustancias químicas y umbrales de evaluación de impacto ambiental, referidos tanto a las concesiones de explotación como a los permisos de investigación, que también implican la utilización de la técnica de la fracturación en las perforaciones. Hay que tener en cuenta, además, que la actual normativa de hidrocarburos sólo establece, de manera similar a la del sector eléctrico, la planificación obligatoria respecto de las redes de transporte y de almacenamiento de gas natural, pero no respecto de</p>

Comparativa de versiones

		<p>los aspectos de investigación y explotación que están en manos de la iniciativa empresarial.</p> <p>No es legalmente exigible, por tanto, una evaluación ambiental de planes y programas ya que no existe planificación sectorial. Un sistema de planificación energética obligatoria, como el que existía antes de 1997, conllevaría una evaluación ambiental global del conjunto de prospecciones previstas.</p>
<p>Creación de puestos de trabajo</p>	<p>Durante la etapa de exploración actual, BNK espera generar entre 50 y 150 puestos directos e indirectos para los proyectos en curso. Nuestros proyectos afectarán de modo positivo al empleo y los negocios locales por la necesidad de alojamiento, servicios de comidas, construcción, transporte, etc. Inicialmente, el empleo estará dirigido hacia una plantilla altamente técnica, cualificada y de gran experiencia. Parte de la cual puede provenir de contratación con terceros, hasta que los conocimientos y la experiencia se desarrollen localmente.</p>	<p>Los datos tomados de referencia de EEUU toman como referencia que en los 400.000 pozos de EEUU trabajan 1700000 trabajadores, es decir, 4,25 trabajadores por pozo.</p> <p>Hay que añadir que la mayoría de esos puestos de trabajo son de baja cualificación, y de baja duración, pues la vida media de cada pozo ronda los 5 años.</p>
<p>Contaminación de acuíferos</p>	<p>La fractura hidráulica no contamina los acuíferos ya que no se crea ninguna conexión entre la zona de explotación del gas de</p>	<p>En ocasiones se producen filtraciones que afectan a los acuíferos.</p>

Comparativa de versiones

	<p>esquisto y estos.</p> <p>La explotación se realiza a gran profundidad por debajo de las masas de agua subterránea.</p> <p>Además, como medida complementaria de seguridad, se establecen distancias mínimas entre las zonas a fracturar y los niveles de los acuíferos.</p> <p>Se sitúan dos barreras de tuberías y cementaciones que aíslan el pozo de los acuíferos, barreras que se someten a rigurosas pruebas de estanqueidad.</p>	<p>La mayoría de las violaciones medioambientales por fracking en EEUU provienen del desbordamiento de piscinas, ruptura de tuberías o reflujos directos de las aguas contaminadas a ríos y humedales.</p>
Cantidad de agua empleada	<p>Un pozo tipo utiliza entre 10.000 m³ y 30.000 m³ de agua durante el proceso de fracturación hidráulica. Fuera de contexto, esta cifra parece elevada pero es menor, por ejemplo, que la cantidad que se utiliza para regar dos hectáreas de maíz en temporada de riego.</p> <p>Igualmente, hay que tener en cuenta que esta cantidad de agua solo se utiliza una única vez.</p> <p>Por último, entre el 65% y el 80% del agua utilizada para</p>	<p>Requiere cantidades de agua equivalentes al riego de un campo de golf durante un mes y medio</p>

Comparativa de versiones

	<p>fracturar la roca devuelta por el pozo en las primeras fases de producción se trata y reutiliza.</p> <p>La industria tiene como objetivo llegar a un nivel de reciclaje del 100%.</p>	
<p>Revelación de la composición química a las autoridades</p>	<p>La composición química de los compuestos utilizados como aditivos químicos se revelan a las autoridades competentes.</p> <p>Además, la industria se compromete a mantener informados a los ciudadanos acerca de los compuestos que se utilizarán como aditivos en cada pozo.</p>	<p>Las empresas dedicadas a la explotación de estos yacimientos suministran muy poca información acerca de las sustancias que emplean como aditivos.</p>
<p>Productos químicos empleados</p>	<p>Los productos químicos empleados son un entre un 1%-0,5% del fluido utilizado para fracturar la roca.</p> <p>Por regla general, en una operación de fracturación típica se utilizan concentraciones muy bajas de hasta doce aditivos químicos, dependiendo de las características del agua y de la roca que haya que estimular. Estas sustancias, presentes en su mayoría en productos de limpieza del hogar, cosméticos o alimentos, cumplen funciones muy específicas como</p>	<p>Un 1% del liquido de fracturación (20.000 l) está compuesto por químicos que son contaminantes en grandes concentraciones</p>

Comparativa de versiones

	<p>la eliminación de bacterias o la mejora de la productividad del pozo.</p> <p>Todos los aditivos que se utilicen deberán estar registrados en el código europeo REACH y se manipularán y usarán de acuerdo con las normativas europeas y nacionales.</p>	
Emisiones CO₂	<p>El gas natural es el combustible fósil más limpio disponible en la actualidad. De hecho, un estudio reciente de la Comisión Europea indica que la generación de electricidad a partir del shale gas emite entre un 41% y un 49% menos de gases de efecto invernadero que las centrales eléctricas de carbón.</p> <p>Por otro lado, según la Agencia Internacional de la Energía el auge del shale gas en los Estados Unidos ha coincidido con la reducción de hasta 450 millones de toneladas las emisiones de CO₂ en los últimos cinco años.</p> <p>Las emisiones de metano y CO₂ asociadas a la exploración y desarrollo del shale gas se pueden minimizar de manera significativa la descarga y quema de gas y se utilizan equipos para capturar y condensar el gas para su comercialización (<i>green completions</i>) siempre que sea posible. De esta manera se</p>	<p>Al volver el agua a la superficie en forma de residuo, el metano que contiene el gas de esquisto se quema o se deja salir a la atmósfera.</p> <p>Los datos indican que es 25 veces más perjudicial que el CO₂ de cara al calentamiento global.</p> <p>La NOAA (EEUU) confirmó en febrero de 2012 que las emisiones de metano a la atmósfera en una explotación de Denver era al menos el 4%, cuando para que el gas natural extraído será más limpio que el carbón, las emisiones de CO₂ deben ser inferior al 2%.</p>

Comparativa de versiones

	<p>puede garantizar que el metano sea capturado y no llegue a la atmósfera.</p> <p>Durante la fase de investigación, y particularmente durante los test preliminares de evaluación, al no existir posibilidad de conexión a la red, el gas producido por el pozo debe quemarse en antorcha, similarmente a como se hace en el caso de pozos convencionales.</p>	
<p>Relación con las EERR</p>	<p>El gas natural complementa las energías renovables, cubriendo las intermitencias que se producen en fuentes como la eólica o la solar y permitiendo una fácil adaptación a los picos de demanda. La experiencia en Polonia y otros países demuestra que el desarrollo del shale gas no entraña un detrimento del desarrollo de las energías renovables sino más bien de otros combustibles fósiles más contaminantes como el carbón.</p> <p>Por su parte, un estudio reciente del think tank británico Policy Exchange concluye que para reducir al máximo la emisión de gases de efecto invernadero es necesario invertir en gas natural por ser un combustible "puente" clave para la transición hacia una economía baja en</p>	<p>Se han realizado estudios en Greenpeace que demuestran que podemos alcanzar un sistema energético totalmente basado en renovables, es absurdo acometer una nueva búsqueda de otros combustibles fósiles con potenciales graves impactos para el planeta.</p> <p>Además, se corre el riesgo de desviar los recursos y los esfuerzos que deberían ir hacia las energías renovables y a la eficiencia energética.</p>

Comparativa de versiones

carbono.

Antes de realizar la fracturación hidráulica, las compañías estudian a fondo la geología de la zona para anticipar cómo responderá la roca y garantizar así la seguridad de todo el proceso.

La estimulación hidráulica se ha utilizado en más de dos millones de pozos de todo el mundo, durante más de 60 años, y en ese tiempo sólo se han registrado dos casos de sismicidad asociados a ella. Ambos en el Reino Unido, en Lancashire, de 1,5 y 2,4 en la escala Richter.

Las explotaciones son más rentables cuantos más pozos tienen, lo que multiplica el riesgo de pequeños terremotos al volverse inestable el terreno.

Terremotos

Para poner estas cifras en contexto: los seísmos menores de 3 en esta escala son imperceptibles por las personas. Y en el caso de los menores de 2, el Servicio Geológico Británico no es capaz de distinguirlos del tráfico en áreas urbanas.

El empleo de las mejores prácticas disponibles aleja incluso la posibilidad de estos mínimos niveles de actividad sísmica.

Comparativa de versiones

<p>Tratamiento de las aguas residuales</p>	<p>Se recupera el agua y se trata como cualquier residuo industrial. Lo exige la ley, existen empresas certificadas para el proceso y cualquier empresa que pase un proceso de valorización de impacto ambiental debe garantizar el control y gestión del agua de flow-back</p>	<p>Junto al gas y los químicos retornan a la superficie sustancias peligrosas, incluso radiactivas, metales pesados como plomo y mercurio.</p>
<p>Almacenamiento aguas residuales</p>	<p>El agua se almacena en tanques y se analiza.</p> <p>Las concentraciones de aditivos y contaminación son bajas.</p> <p>Se recupera sal y minerales de la roca y los aditivos que se pusieron al principio</p>	<p>Entre el 20% y el 50% del agua empleada retorna mezclada con las sustancias químicas empleadas y los hidrocarburos.</p> <p>Las aguas contaminadas se almacenan en balsas que pueden romper debido a las enormes cantidades almacenadas o incluso se reinyectan en la tierra, con las posibles consecuencias para el suelo.</p> <p>Se hace lo más económico para la empresa: acumular en depósitos en superficie, no en tanques.</p> <p>Parte se evaporara con los volátiles, parte se inyectara que es lo que se hace en EEUU, dejando este coctel “inocuo” sin saber lo que puede producir.</p>
<p>Duración de la explotación</p>	<p>El proceso de producción depende de la cantidad de gas</p>	<p>Entre 5 y 7 años</p>

Comparativa de versiones

	<p>natural presente y puede durar entre 3 y 50 años.</p>	
<p>Duración de la perforación</p>	<p>El proceso de perforación dura entre uno y dos meses, mientras que los trabajos de preparación para la estimulación hidráulica duran solamente unos pocos días. Cada estimulación hidráulica lleva, por lo general, unas pocas horas, según las características de los esquistos.</p>	<p>Una plataforma de seis pozos requiere entre 8 y 12 meses de perforación continua, día y noche. También se necesitan entre 4000 y 6000 viajes en camión para la construcción de una plataforma, con la consiguiente presión para los pueblos y carreteras cercanas a la explotación.</p>
<p>¿Debe prohibirse?</p>	<p>No debe prohibirse el desarrollo del shale gas en España ni en el resto de Europa ya que se ha demostrado reiteradamente que siempre y cuando se respeten las buenas prácticas en la industria, la exploración y desarrollo del shale gas no conlleva ningún riesgo ni para las personas ni para el entorno.</p> <p>En el Reino Unido, el British Geological Survey y el Director de la Agencia de Medio Ambiente han considerado que siempre y cuando las medidas de seguridad necesarias se pongan en práctica, la estimulación mediante fracturación hidráulica es una técnica que se puede realizar sin riesgos.</p> <p>No tiene, por tanto, ningún sentido dar la espalda a una fuente de energía más limpia que el carbón o el petróleo y cuya explotación se</p>	<p>Obviamente si, por todos los motivos que se han citado con anterioridad.</p>

Comparativa de versiones

encuentra regulada por un
estricto marco normativo.

Conclusiones

- No hay una información precisa y fiable sobre los efectos que puede provocar la parte del fluido inyectado que no es recuperado
- En materia de hidrocarburos convencionales, España es un país semiexplorado. Hecho que surge al comparar con otros países europeos cualquiera de los ratios utilizados en la industria, tales como número de sondeos perforados por km^2 de superficie sedimentaria ó número km de líneas sísmica por km^2 de superficie sedimentaria. En relación con la prospección de recursos no-convencionales, el grado de reconocimiento del subsuelo español, es aún menor que para los hidrocarburos convencionales. Prácticamente en relación con los hidrocarburos no-convencionales está todo por hacer.
- En España se importa el 99% de los hidrocarburos consumidos. En 2011 la factura derivada de la importación de productos energéticos (petróleo, gas y carbón) ascendió a 56.000 millones de €, aproximadamente el 4% de PIB. Cualquier actuación tendente a revertir esta situación, tiene el beneficioso doble efecto de mejorar nuestra balanza de pagos y la creación de numerosos puestos de trabajo.
- En cuanto a la tecnología, se considera que es una tecnología probada, con un amplio desarrollo, fundamentalmente en los EE.UU., en donde se han perforado unos 40.000 pozos específicamente en formaciones con hidrocarburos no-convencionales, la mayoría a partir del año 2002 y basados en dos tecnologías más antiguas: la fracturación hidráulica (años 40's) y la perforación horizontal (años 80's). Lo que no quita para que las nuevas técnicas de fracturación continúen avanzando a un considerable ritmo, tendiendo a realizar fracturaciones más focalizadas, menos demandantes en agua y con productos más amigables para el medioambiente.
- En cualquier actividad humana, y por su puesto la industria, ya sea extractiva (petróleo, gas, minerales) o transformadora (agroalimentaria, química, automovilística, etc.) para la prevención de los riesgos relativos a la salud, la seguridad y el medio ambiente, no es suficiente contar con las últimas tecnologías. Como se ha puesto de manifiesto en multitud de ocasiones, el factor humano es de capital importancia, debiendo ser gestionados los riesgos de manera eficiente a través de operaciones basadas en las mejores prácticas, la implementación de sistemas regulatorios, el control ex post y la investigación en la optimización y la mejora de los procesos llevados a cabo. En definitiva, se trata de conocer cuales son los hipotéticos riesgos y definir las líneas de actuación para minimizarlos, mitigarlos e, incluso, evitarlos.
- En un horizonte temporal mas amplio y con vistas a una futura explotación comercial, será necesaria una revisión de la normativa para afrontar diversas exigencias del sistema de explotación y del entorno.

Conclusiones

- En el caso de que el fracking se llegara a imponer en España, se debería contemplar la posibilidad de incentivar económicamente a la población local, siguiendo el modelo de éxito de EEUU
- Los importantes beneficios que la explotación del gas no-convencional ha supuesto en EEUU, en términos de empleo y actividad económica, no se pueden extrapolar literalmente a Europa y más concretamente a España, debido a la existencia de una serie de diferencias insalvables tales como en EEUU ya existía una gran cultura de perforación, y por tanto ya se disponía de tecnología y personal altamente cualificado, el tamaño de las reservas de esquisto es mucho mayor, la población de EEUU se favorece en el caso de que haya un yacimiento de gas de esquisto en su propiedad....Pero si nos vale para hacernos una idea
- Ante la opacidad que se está empezando a producir respecto de las actividades de exploración e investigación de yacimientos en España hay que exigir total transparencia a la administración y a las empresas en la aportación de datos respecto de todos los elementos del proceso y especialmente sobre el uso de las sustancias químicas que se emplean en él. La normativa vigente ampara que toda esa información debe ser pública y debe estar disponible para los ciudadanos. Si no fuera así no podría realizarse una adecuada y completa evaluación de su impacto sobre el medio ambiente. En ese sentido no cabe alegar cláusulas de confidencialidad respecto de las sustancias o de las mezclas de sustancias que se empleen en las perforaciones.
- Las emisiones no deseadas de Metano de los procesos de fractura hidráulica pueden tener un impacto inmenso en el balance de gases de efecto invernadero. Evaluaciones existentes dan un rango de 18 a 23 g de gases CO₂-equivalentes por MJ para el desarrollo y producción de gas natural no-convencional. Las emisiones debidas a la intrusión del metano en los acuíferos todavía no ha sido evaluada. Sin embargo, las emisiones específicas de cada proyecto podrían variar en un factor de hasta diez, dependiendo de la producción del metano en el pozo en cuestión. Dependiendo de múltiples factores, las emisiones de gases de efecto invernadero relativas a su contenido en energía son tan bajas como las del gas convencional transportadas largas distancias o tan altas como el carbón de antracita considerando su ciclo de vida completo, desde la extracción a la combustión.
- La vía mas efectiva para reducir las emisiones netas de carbono es invertir en energías renovables, y esto se puede retrasar por la extracción de gas pizarra. Para la extracción se requieren grandes inversiones que pueden restar fondos para las energías renovables y en definitiva ralentizar la transición hacia un mix energético libre de carbono.
- En cualquier caso debería crearse una comisión con la participación de todos los organismos, instituciones y entidades sociales representativas para realizar una evaluación ambiental que considerara los efectos globales de las técnicas de la fracturación hidráulica para la explotación de gas no-convencional.

Conclusiones

- En el marco de un Análisis de Ciclo de Vida (ACV), una buena herramienta para evaluar los beneficios globales para la sociedad y sus ciudadanos podría ser un minucioso análisis coste/beneficios. Debería ser desarrollada una aproximación armonizada para ser aplicada en toda la UE27, basada en qué autoridades responsables pueden realizar sus evaluaciones ACV y debatirlas con la ciudadanía.
- En el supuesto caso de que todas las medidas preventivas no fueran suficientes para preservar la seguridad de un acuífero al 100%, se recomienda la prohibición de la explotación de ese yacimiento
- Debería ser evaluado si el uso de productos químicos tóxicos debería, en general, ser prohibido. Por lo menos, todos los productos químicos utilizados deberían ser revelados públicamente, el número de productos químicos permitidos debería ser restringido y su uso debería ser monitorizado. Las estadísticas sobre las cantidades inyectadas y el número de proyectos deberían ser recopilados a nivel Europeo.
- Donde los permisos de proyectos estén concedidos, la monitorización de los cursos de agua superficial y las emisiones a la atmósfera deberían ser obligatorios.
- Deberían ser recogidas quejas y estadísticas sobre accidentes a nivel Europeo. Donde los proyectos estén permitidos, una autoridad independiente debería recoger y examinar las quejas presentadas.
- En unos tiempos en que la sostenibilidad es la clave de futuras operaciones, se puede cuestionar si la inyección subterránea de productos químicos tóxicos debería ser permitida, o si debería ser prohibida, ya que tal práctica podría restringir o excluir cualquier uso posterior de la capa contaminada (p. ej. para propósitos geotérmicos), ya que los efectos a largo plazo no han sido investigados. En un área activa de extracción de gas de pizarra, se inyectan sobre 0,1-0,5 litros de productos químicos por metro cuadrado. Esto cobra más importancia, ya que los yacimientos potenciales de gas de pizarra son demasiado pequeños para tener un impacto sustancial en la situación del suministro del gas Europeo. Los privilegios actuales para la exploración y extracción de petróleo y gas deberían ser reevaluados en vista del hecho de que los riesgos y cargas medioambientales no son compensadas por su correspondiente beneficio potencial ya que la producción específica de gas es muy baja.
- A pesar de toda la información que se puede encontrar a día de hoy sobre el fracking, la mayoría de ella no aborda el tema de una manera objetiva. Por lo tanto en caso de que finalmente se implante la técnica del fracking en Europa y más específicamente en España, solo el tiempo podrá dilucidar la realidad de los pros y los contras de esta técnica de perforación.

Equivalencias volumétricas y energéticas

Volumetricas:

- $1\text{m}^3 = 35,315$ pies cúbicos (cf) = 6,29 barriles (bbl)
- 1 *Billion Cubic Meters* (Bcm) = 1.000 millones de m^3
- 1 *Billion Cubic Meters* (Bcm) = 35,315 *Billion cubic feet* (Bcf)
- 1 Trillion Cubic Feet (Tcf) = 10^{12} cf = 28,3 Bcm
- 1 Bcf = 10^9 cf
- 1 Bcm/año = 2,74 Millones de m^3 /día = 96,7 Millones de cf/día

Energeticas:

- 1 termia = 10^6 calorías = 3967 British thermal units (Btu)
- 1 millón de Btu \approx 1.000 cf de gas \approx 28,3 1m^3 de gas
- 1m^3 de gas \approx 10 termias = 11,63 kWh
- 1 millón de toneladas de Gas Natural Licuado (LNG) = 1,37 Bcm de gas natural
- Generar 1 kWh eléctrico consume aprox. 2 kWh de gas en central de ciclo combinado (CCC)

Bibliografía

- Universidad de Manchester, Enero 2011/Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on the human health
- Parlamento Europeo/Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria, Junio 2011
- Informe Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas
- “Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations”, Cornell University, Ithaca (EEUU),
- International Energy Agency EIA
- Modern shale development in the United States/A Primer. U.S.Department of Energy, Abril 2009
- Boletín Oficial del Estado/ www.boe.es
- “Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing “Stephen G. Osborn, Avner Vengosh, Nathaniel R. Warner and Robert B. Jackson
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio/www.shesa.es
- BNK Petroleum/ www.bnkpetroleum.com
- Shale Gas- A Global Perspective/ KPMG Global Energy Institute /kpmg.com
- The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States/ America´s Natural Gas Alliance/ HIS Global Insight (USA) Inc.
- Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. horizonte 2013-2017. CNMC/ Comisión Nacional de los Mercados y laCompetencia
- La Energía en España 2012. Ministerio de Industria, Energía y Turismos, Gobierno de España
- Are we entering a golden age of gas? World Energy Outlook 2011
- El sistema eléctrico español, Avance Informe 2013. Red Eléctrica de España
- Shale Gas: Focus on the Marcellus Shale, By Lisa Sumi for the oil & gas accountability project/earthworks, may 2008

Bibliografía

- Informe de emisiones de Gases de Efecto invernadero en España 1990-2012. WWF España 2013
- Tierra y Tecnología. Revista de Información Geológica. Nº42, Segundo Trimestre 2012. Ilustre Colegio Oficial de Geólogos
- Presente y futuro de las centrales eléctricas de ciclo combinado. Conrado Navarro, Ingeniero de Minas – 1976, Especialidad Combustibles y Energía, por la Universidad Politécnica de Madrid
- Draft SGEIS on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory program, September 2011

Anexos

Chemical	# of Products	Product	Purpose	CAS #	Ready evaporates/volatile	Water Soluble/Miscible	Skin, eye and sensory organ	Respiratory	Gastrointestinal and liver	Brain and nervous system	Immune	Kidney	Cardiovascular and blood	Cancer	Mutagen	Developmental	Reproductive	Endocrine disruptors	Other	Ecological	Protective Clothing	Arkansas	Colorado	New Mexico	New York	Pennsylvania	Washington	Wyoming	Montana	Texas
(2-BE) Ethylene glycol monobutyl ether	23	AQF-2, EzeFlo	Foamer, surfactant, fr	111-76-2	X	M	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	R,G,C,E	X	X		X	X	X			
1,2,4-Trimethylbenzene	1	EC9010A.151	Unknown	95-63-6	X	X	S	S	S	S			S			S		S	S									X		
1,2-Bromo-2-nitropropane-1,3-Diol (2-Bromo-2-nitro-1,3-diol)	2	BE-6, DWP-93	Biocide, fracturing	52-51-7		X	S	S	S	S	S	S	S			S	S	S	S	S	E,G		X							
1,4-Dioxane	1	CRW9152A Co	Corrosion inhibitor	123-91-1	X	X	S	S	S	S	S	S	S	S							R,G,C,E		X							
1,6-Hexanediamine	1	DWP-104	Clay control, fracturing	124-09-4		X	S	S	S		S	S	S			S		S	S	S	E,G,C		X							
1H-Imidazole-1-ethanamine, 4,5-dihydro-, 2-nortallol	1	Salts of Fatty A	Unknown	68140-11-4																								X		
1-Methoxy-2-propanol	1	MorFlo III	Surfactant, fracturing	107-98-2	X	X	S	S	S	S	S	S	S			S	S	S	S	S	R,G,E		X		X					
1-Propanaminium, 3-amino-N-(carboxymethyl)-N,N-dimethyl-	1	HC-2 #1	Surfactant, fracturing	61789-40-0		X																	X	X	X			X		
1-Propanesulfonic acid, 2-methyl-2-((1-oxo-2-oxo-1-undecyl)amino)-	1	SGA-II	Gellant, fracturing	38193-60-1																			X	X						
1-Undecanol	1	EzeFlo F103 #1	Surfactant, fracturing	112-42-5	X		S	S	S	S	S			S						S	G			X						
2-(2-Methoxyethoxy)ethanol	3	Busan 1009, Bu	Biocide, unknown, fra	111-77-3	X	X	S	S	S	S	S	S	S			S	S	S	S	S			X							
2-(Thiocyanomethylthio) benzothiazole (TCMTB)	3	Busan 1009, M	Biocide, fracturing, un	21564-17-0	X	L						S	S							S			X							
2,2',2''-Nitrilotriethanol	3	J 318 Liquid Br	Liquid breaker aid, cro	102-71-6	X	X	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	R,G,E,C		X	X		X	X			
2,2-Dibromo-3-nitropropionamide (DBNPA)	4	Biocide B69, Bi	Biocide, fracturing, co	10222-01-2		X	S	S	S	S	S					S		S	S	S	R,G,C,E		X		X					
2-Acrylamide-2-propane sulfonic acid and N,N-dimethyl-2-acrylamido-2-methylpropanesulfonic acid polymer	1	Halad-344 #1	Cememnt fluid loss additive																				X							
2-Acrylamido-2-methylpropanesulfonic acid polymer	1	Poly(2-Acrylam	Unknown	27119-07-9			S	S	S				S								R,G,E,C			X						
2-Bromo-3-nitropropionamide	2	Biocide B69, Bi	Biocide, fracturing	1113-55-9		X																	X		X					
2-Ethyl-3-propylacrolein	1	W.O. Defoam	Defoamer, fracturing	645-62-5		T	S	S	S		S										G									X
2-Ethylhexanol	7	NewFoam Brea	Defoamer, non-emuls	104-76-7	X	T	S	S	S	S	S	S	S			S	S	S	S	S	R,G,C,E		X	X		X	X			
2-methyl-2,4-pentanediol	1	EC1120A	Unknown	107-41-5	X	M	S	S	S	S	S	S								S	R,G,E,C								X	
2-Propenamide, polymer with 2-propenoic ammonium	1	Alcomer 123L	Flocculant	26100-47-0		X															E,G,C		X							
3-Phenylpropenal	1	M295	Hydrogen sulfide scav	104-55-2	X	X	S	S	S	S	S				S	S	S	S	S	S	G,C,E							X		
5-Chloro-2-methyl-4-isothiazolin-3-one	2	X-cide 207, Cle	Biocide, biocide treat	26172-55-4		X					S				S			S	S		R,G,E,C		X			X	X			
9-Octadecenoic acid (9Z)	1	APSA-80	All purpose spray adju	112-80-1			S	S	S	S	S		S											X						
Acetaldo	1	SCA-130 Inhibi	Inhibitor	107-89-1	X	X	S	S	S	S										S	R,G,C,E							X		
Acetic acid	7	BA-20, Clear F	Buffering agent, addit	64-19-7	X	X	S	S	S	S	S	S	S							S	R,G,C,E		X	X		X		X		
Acetic acid 100 atom % D	1	Acetic acid 100	Unknown	1186-52-3		X	S	S	S	S	S				S	S	S	S	S	S	R,G,E,C			X						
Acetic anhydride	2	FE-1A, Acetic	Additive, fracturing, u	108-24-7	X	X	S	S	S	S	S	S	S			S	S	S	S	S	R,G,E,C			X	X	X		X		
Acrolein	1	Biocides-Acrole	Biocide, fracturing	107-02-8	X	X	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	R,G,C,E		X							
Acrylamide (2-Propenamide)	6	X-Tend II, New	Shale control inhibitor	79-06-1	X	X	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	R,G,C,E		X					X		X
Acrylate polymer	1	OptiVis PS	Drilling																									X		
Acrylic acid	2	Alcomer 60RD	Flocculant	79-10-7	X	X	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S			S	S	R,G,C,E								X	
Additives and/or other ingredients	1	Rock Drill Lubr	Lubricant, fracturing																					X						
Adipic acid	2	Galactasol 653	Viscosifier, fracturing	124-04-9		X	S	S	S			S	S						S	S	R,G,E,C		X							
Alcohol and fatty acid blend	1	Bara-Defoam W	Defoamer, fracturing																					X						
Alcohols, C10-16, ethoxylated with 6.5 EO (Alcohols, C10-16)	3	B145 #1,2, Alf	Friction reducer, unkn	68002-97-1	X	X	S	S	S											S	R,G,E,C		X	X				X		
Alcohols, C11-15-secondary, ethoylated	1	J429	Gellant, fracturing	68131-40-8	X		S	S	S	S											E,G			X						
Aliphatic acid	0	Unknown	Fracturing																						X					
Aliphatic alcohol	1	F105	Surfactant, fracturing																					X						
Aliphatic alcohols, ethoxylated	1	A 264	Corrosion inhibitor, fracturing																					X						
Aliphatic amine	1	Aliphatic Amin	Unknown	4246-51-9		X	S	S		S											R,E,G,C			X						
Aliphatic amine derivative	1	J508W	Gellant, fracturing																		R,E,G,C			X						
Aliphatic hydrocarbon	1	HME Energizer	Surfactant, fracturing	64742-96-7	X		S	S	S	S									S	S	R,G,C,E						X			

