



**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES**

**Grado en Ingeniería Mecánica**

**Análisis del impacto ambiental de la  
fracturación hidráulica**

**Autor:**

**Andrés Álvarez, Víctor**

**Tutor:**

**Santiago Cáceres Gómez  
Departamento de Tecnología  
Electrónica de la Universidad de  
Valladolid**

**Valladolid, Julio 2017**



## RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo es realizar un análisis ambiental de la fracturación hidráulica, técnica que permite la extracción de hidrocarburos que se encuentran en formaciones poco porosas e impermeables y han sido inaccesibles hasta hace tres décadas.

El declive de los recursos convencionales hace que esta técnica cada vez tenga más importancia, al igual que el impacto ambiental asociado.

El análisis ambiental que se realiza en este trabajo comprende las tareas realizadas desde la construcción de pozos hasta que finaliza su vida útil y son sellados.

A modo de ejemplo y con el fin de determinar cuáles son los incidentes ambientales más habituales de esta técnica, se presentan varios casos de evaluaciones de derrames en campos en Estados Unidos.

**Palabras clave:** Fracturación hidráulica, Gas de lutitas, Petróleo de lutitas, Energía, Medio ambiente

## ABSTRACT

The main objective of this project is to perform an environmental analysis of the hydraulic fracturing, a technique that allows the extraction of hydrocarbons which are in little porous and impermeable formations and have been inaccessible until three decades ago.

The decline of conventional resources makes this technique increasingly important and the associated environmental impact as well.

The environmental analysis carried out in this assignment includes the tasks performed from the construction of wells until the end of their useful life.

As an example and in order to determine the most common environmental incidents of this technique, several cases of field spill assessments in United States are explained.

**Keywords:** *Fracking, Shale gas, Shale oil, Energy, Environment*



# ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO .....</b>	<b>11</b>
1.1 Marco y justificación del proyecto .....	13
1.2 Objetivos.....	14
1.3 Presentación de la memoria .....	15
<b>CAPÍTULO 2. CONTEXTO ENERGÉTICO .....</b>	<b>17</b>
2.1 Introducción .....	19
2.2 Tipos de energía.....	20
2.3 Evolución del consumo energético.....	21
2.4 Energía per cápita.....	25
2.5 Problemas ambientales en la producción de energía.....	27
2.6 Tasa de Retorno Energético (TRE).....	29
2.6.1 Concepto de TRE.....	29
2.6.2 TRE de las diferentes fuentes de energía.....	31
2.6.3 Comparación de la TRE de las principales fuentes de energía .....	34
2.7 Concepto de recurso y reserva. ....	35
2.8 Situación del petróleo y gas natural.....	36
<b>CAPÍTULO 3. PRONÓSTICO DE HUBBERT E HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES .....</b>	<b>39</b>
3.1 Introducción .....	41
3.2 Pronóstico de Hubbert.....	41
3.3 Retraso del pico del petróleo y gas natural. ....	44
3.4 Yacimientos convencionales y no convencionales.....	46
3.5 Pirámide de recursos.....	49
3.6 Hidrocarburos no convencionales .....	50
3.6.1 Hidratos de gas .....	52
3.6.2 Gas metano de carbón (CBM).....	53
3.6.3 Arenas bituminosas ( <i>oil shale</i> ).....	53

3.6.4 Crudo pesado y extrapesado. ....	54
3.6.5 <i>Tight gas</i> y <i>Tight oil</i> .....	55
3.6.6 <i>Shale gas</i> y <i>Shale oil</i> .....	55
<b>CAPÍTULO 4. FRACKING</b> .....	<b>57</b>
4.1 Introducción .....	59
4.2 Aspectos técnicos. ....	59
4.3 Legislación de los hidrocarburos no convencionales.....	60
4.3.1 Estados Unidos .....	60
4.3.2 Unión Europea.....	62
4.4 Origen del <i>fracking</i> .....	65
4.5 Descripción de la técnica .....	67
4.5.1 Exploración .....	68
4.5.2 Perforación vertical.....	68
4.5.3 Perforación horizontal .....	72
4.5.4 Fracturación hidráulica.....	72
4.5.5 Producción.....	74
4.6 Composición del fluido empleado en la fracturación hidráulica. ....	75
4.6 Despliegue logístico en un yacimiento que emplea el <i>fracking</i> . ....	78
4.7 Situación en el resto de países.....	80
<b>CAPÍTULO 5. CAMPOS DE LUTITAS</b> .....	<b>83</b>
5.1 Introducción .....	85
5.2 Ubicación de los campos de lutitas en el mundo.....	86
5.3 Campos de lutitas en Estados Unidos.....	87
5.3.1 Campos de gas de lutitas.....	88
5.3.2 Campos de petróleo de lutitas.....	91
<b>CAPÍTULO 6. ANÁLISIS AMBIENTAL</b> .....	<b>93</b>
6.1 Introducción .....	95
6.2 Consumo de agua.....	96
6.3 Contaminación del agua .....	100

6.3.1 Fugas de metano .....	102
6.3.2 Aditivos químicos.....	104
6.3.3 Metales pesados.....	105
6.4 Contaminación del aire .....	105
6.4.1 Emisiones de dióxido de carbono y metano.....	105
6.4.2 Emisiones de otros contaminantes.....	108
6.4.3 Emisiones del halón 1212 y smog fotoquímico .....	109
6.5 Movimientos sísmicos .....	110
6.6 Contaminación acústica.....	112
6.7 Impactos sobre el paisaje y el entorno .....	113
6.8 Conclusiones.....	114
<b>CAPÍTULO 7. ANÁLISIS DE DERRAMES RELACIONADOS CON EL <i>FRACKING</i></b> .....	<b>115</b>
7.1 Introducción .....	117
7.2 Vía y mecanismo causal.....	118
7.3 Análisis de los resultados.....	120
7.4 Conclusiones.....	120
<b>CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES</b> .....	<b>127</b>
8.1 Conclusiones.....	129
8.2 Trabajos futuros.....	130
<b>CAPÍTULO 9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>131</b>





# ÍNDICE DE TABLAS

<b>Gráfico 2.1</b> Evolución de la población mundial entre los años 1750 y 2050 .....	21
<b>Tabla 2.2</b> Evolución del consumo energético según el tipo de fuente de energía .....	22
<b>Gráfico 2.3</b> Procedencia de la energía consumida entre 1980-2010 .....	23
<b>Gráfico 2.4</b> Consumo mundial de la energía según el origen en el año 2015 .....	24
<b>Tabla 2.5</b> Energía per cápita de algunos países en el año 2015 .....	25
<b>Gráfico 2.6</b> Porcentaje del consumo de energía que requirieron las principales actividades en el año 2015 .....	26
<b>Figura 2.7</b> TRE de un proceso de extracción de petróleo.....	30
<b>Tabla 2.8</b> EROI aproximado de varios recursos energéticos en diferentes lugares del mundo.....	33
<b>Gráfico 2.9</b> Comparativa de la TRE de las diferentes fuentes de energía ...	34
<b>Gráfico 3.1</b> Predicción del petróleo en Estados Unidos según el pronóstico de Hubbert .....	42
<b>Gráfico 3.2</b> Comparativa entre la producción real y los datos de Hubbert en Estados Unidos desde 1860.....	43
<b>Gráfico 3.3</b> Pronóstico de la ASPO sobre el cenit del petróleo y gas.....	45
<b>Figura 3.4</b> Diferencia entre yacimiento convencional y no convencional ...	47
<b>Figura 3.5</b> Pirámide de recursos energéticos .....	49
<b>Figura 3.6</b> Pirámide de recursos no convencionales.....	51
<b>Figura 4.1</b> Evolución del origen del <i>fracking</i> .....	65
<b>Figura 4.2</b> Aplicación de cemento como revestimiento .....	70
<b>Figura 4.3</b> Ensamblaje de las tuberías del <i>fracking</i> .....	71
<b>Figura 4.4</b> Cañón empleado en la fracturación hidráulica.....	72
<b>Figura 4.5</b> Fracturación hidráulica por etapas .....	73
<b>Figura 4.6</b> Visión general del resultado del <i>fracking</i> .....	74
<b>Gráfico 4.7</b> Porcentajes de la composición del fluido empleado en la fracturación hidráulica .....	76

<b>Gráfico 4.8</b> Porcentajes de los productos químicos que forman parte del 0,5% del fluido.....	76
<b>Tabla 4.9</b> Productos químicos empleados en la fracturación hidráulica y descripción de sus funciones .....	77
<b>Figura 4.10</b> Despliegue logístico en un yacimiento de lutitas .....	78
<b>Tabla 4.11</b> Países que han considerado el desarrollo del gas y petróleo de lutitas.....	81
<b>Figura 5.1</b> Ubicación de los campos de lutitas en todo el mundo.....	86
<b>Figura 5.2</b> Campos de lutitas en Estados Unidos .....	87
<b>Tabla 5.3</b> Producción de gas de lutitas en los principales campos de Estados Unidos.....	88
<b>Gráfico 5.4</b> Producción del campo Haynesville.....	89
<b>Gráfico 5.5</b> Producción del campo Barnett .....	89
<b>Gráfico 5.6</b> Producción del campo Marcellus .....	90
<b>Gráfico 5.7</b> Producción del campo Fayetteville.....	90
<b>Tabla 5.8</b> Producción de petróleo de lutitas en los principales campos de Estados Unidos .....	92
<b>Tabla 6.1</b> Cantidad de agua empleada por pozo en diferentes campos de Estados Unidos.....	97
<b>Figura 6.2</b> Etapas del ciclo de agua en la fracturación hidráulica .....	99
<b>Tabla 6.3</b> Concentración de metano en aguas subterráneas.....	102
<b>Gráfico 6.4</b> Concentración de metano en aguas subterráneas de consumo humano en función de su proximidad a los pozos de gas y petróleo de lutitas.....	103
<b>Figura 6.5</b> Fugas de metano en varios lugares durante las actividades de <i>fracking</i> .....	107
<b>Tabla 6.6</b> Magnitud de terremotos de diferentes actividades.....	110
<b>Figura 6.7</b> Epicentros de los sismos producidos en Horn River durante los años 2009-2012 .....	111

<b>Figura 7.1</b> Estados seleccionados para el estudio de derrames de pozos no convencionales.....	117
<b>Figura 7.2</b> Vías comunes de derrame.....	119
<b>Gráfico 7.3</b> Número de derrames producidos en 4 estados entre 2005 y 2014.....	120
<b>Gráfico 7.4</b> Tasa de derrame anual .....	121
<b>Gráfica 7.5</b> Tasa de derrames en función del tiempo de vida del pozo... ..	122
<b>Tabla 7.6</b> Vías más frecuentes de derrame para cada estado.....	123
<b>Tabla 7.7</b> Mecanismos causales de las fugas de cada estado .....	124
<b>Gráfico 7.8</b> Mecanismos causales de las fugas para cada estado .....	124





---

Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

# *Capítulo 1*

## *Introducción y objetivos del proyecto*

1.1 Marco y justificación del proyecto

1.2 Objetivos

1.3 Presentación de la memoria



## 1.1 Marco y justificación del proyecto

El declive de la producción de gas y petróleo no convencional, unido a que el resto de fuentes energéticas no tienen el suficiente potencial energético para sustituirlos ha desencadenado que Estados Unidos desarrolle una técnica que permita la extracción de gas y petróleo en rocas poco porosas e impermeables (hidrocarburos no convencionales), que hasta hace tres décadas eran inaccesibles.

Esta técnica se denomina fracturación hidráulica (*fracking*) y ha permitido que la producción en Estados Unidos no decaiga de forma tan brusca debido al agotamiento del petróleo y gas convencional.

El principal problema de esta técnica es que es muy agresiva pudiendo causar elevados impactos ambientales en los lugares en los que se lleve a cabo. Algunos de estos problemas son típicos de la extracción de hidrocarburos convencionales, pero en el *fracking* estos problemas se producen a mayor escala (Cooper, Stamford, & Azapagic, 2016).

El agotamiento de los pozos de hidrocarburos no convencionales es muy rápido, por lo que para mantener la producción es necesario perforar un número muy elevado de pozos. Al perforar un número mayor de pozos, el riesgo de que ocurra un accidente se multiplica.

Muchos países viendo el éxito en la producción que ha tenido Estados Unidos han decidido replantearse el empleo de esta técnica en sus territorios para tener una seguridad energética y no depender de las exportaciones de los países productores.

El trabajo está motivado por la necesidad de recopilar información acerca de los impactos ambientales que están relacionados con esta técnica tan agresiva, que cada vez se utiliza más.

Para ello se va a explicar detalladamente en qué consiste la técnica, la diferencia que existe entre los hidrocarburos convencionales y los no convencionales, y se va a realizar un estudio de los derrames producidos en cuatro grandes estados productores de gas y petróleo no convencionales para identificar las causas más comunes, con el objetivo de que en futuro puedan evitarse o minimizar el impacto si se llegan a producir.

## 1.2 Objetivos

El principal objetivo de este trabajo es **realizar un análisis de los impactos ambientales de la fracturación hidráulica** desde un punto de vista global, teniendo en cuenta desde el momento que empieza la construcción de las instalaciones necesarias para perforar hasta el momento en el que finalizan las obras y el pozo es sellado.

Para lograr el objetivo principal va a ser necesario:

- Realizar un análisis de la situación energética actual y comparar las principales fuentes de energía mediante la tasa de retorno energética.
- Explicar el declive de los hidrocarburos convencionales mediante la teoría de Hubbert.
- Describir las etapas de la fracturación hidráulica y de la tecnología empleada.
- Presentar casos reales de derrames producidos en estados que practican la fracturación hidráulica, determinando las vías por las que se producen y las causas que lo han producido.



### 1.3 Presentación de la memoria

Para poder realizar el análisis del impacto ambiental de la fracturación hidráulica, principal objetivo del trabajo, este trabajo se divide en nueve capítulos. A continuación, se resume el contenido de cada uno de ellos.

En el segundo capítulo se realiza una evaluación del consumo energético en los últimos 40 años, una comparación de las principales fuentes de energía mediante la tasa de retorno energético, y una introducción sobre la situación del petróleo y gas natural.

En el tercer capítulo se explica el agotamiento de los hidrocarburos convencionales mediante el pronóstico de Hubbert. Se realiza una comparación de cantidad y calidad de los recursos convencionales y no convencionales, haciendo una clasificación de estos últimos, para entender cuáles de ellos pueden extraerse con la tecnología actual.

En el cuarto capítulo se describe las etapas de la fracturación hidráulica de manera detallada. Se refleja, además, la diferencia de legislación sobre esta técnica en Estados Unidos y en Europa.

En el capítulo cinco se abordan los principales campos de recursos no convencionales en Estados Unidos y cómo unos pocos campos concentran la mayor parte de la producción.

En el capítulo seis se presenta el impacto ambiental de la fracturación hidráulica, atendiendo a los siguientes factores: la cantidad de agua empleada, la contaminación del agua, emisiones emitidas al aire, productos químicos empleados, impacto acústico y del paisaje que se genera.

En el capítulo siete se realiza un estudio de los derrames producidos en cuatro estados que emplean la fracturación hidráulica, identificando las principales causas y estableciendo indicadores del número de incidentes por cada 1000 pozos.

En el capítulo octavo se recogen las conclusiones a las que se ha llegado con este trabajo. Y un último apartado donde se recogen posibles trabajos futuros que complementarían este trabajo.

La memoria se concluye con el noveno capítulo donde se recoge detalladamente todas las referencias bibliográficas consultadas.





Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

# Capítulo 2

## Contexto energético

2.1 Introducción

2.2 Tipos de energía

2.3 Evolución del consumo energético

2.4 Energía per cápita

2.5 Problemas ambientales en la producción de energía

2.6 Tasa de Retorno energético (TRE)

2.7 Concepto de recurso y reserva

2.8 Situación del petróleo y gas natural



## 2.1 Introducción

La **energía** es una fuente de calor y luz que hace posible que la población pueda desplazarse, cultivar los alimentos que consume la sociedad y fabricar las máquinas que hacen más fácil el trabajo de las personas, en definitiva, es una **fuentes de desarrollo**.

Durante más del 95% del tiempo que el Homo Sapiens y sus predecesores llevan sobre la Tierra han subsistido usando solo la energía solar y sus derivados (vientos, energía hidráulica y biomasa). Durante este largo periodo la población humana no sobrepasó unos cuantos millones de individuos. Los avances eran lentos, la civilización se desarrollaba, llegaba a su cenit y luego declinaba hasta llegar a desaparecer cuando superaban los límites de disponibilidad de los recursos energéticos (Suárez & Martínez, 2014).

Actualmente la mayor parte de la energía consumida proviene de los combustibles fósiles como se verá más adelante. Los combustibles fósiles son recursos limitados, no va a llegar un momento en el que ya no haya más existencias de ellos, pero si llegará un momento en el que su extracción no será rentable energéticamente con la tecnología disponible, es decir, se perdería más energía en su extracción que la que posteriormente se obtendría de ellos.

Este capítulo está dedicado a explicar la evolución del consumo energético en el planeta durante los últimos 40 años, y la desigualdad de energía consumida en los diferentes países. Para ello se va a analizar la **energía per cápita** de algunos países, el cual es un indicador de desarrollo de los países. También se va a analizar la **tasa de retorno energético** de las principales fuentes de energía, haciendo una comparativa entre ellas, para ver la gran **importancia de los combustibles fósiles**. Se va a distinguir entre el **concepto de recurso y reserva**, ya que la industria muchas veces habla de ellos indistintamente.

## 2.2 Tipos de energía

La energía se puede clasificar en tres tipos:

- Energía primaria: se obtiene directamente de la naturaleza, antes de que sea transformada en otro tipo de energía (carbón en las minas, uranio, agua que se encuentra saliendo en una presa).
- Energía secundaria: es la que se obtiene a partir de la energía primaria debido a que esta última no puede utilizarse directamente (electricidad).
- Energía final o útil: se obtiene de la energía secundaria y es la que realmente usa la sociedad para desempeñar una actividad (energía luminosa de una bombilla, energía térmica de una plancha, energía mecánica de un motor).

La energía primaria se puede clasificar en función de su disponibilidad:

- Renovables: se encuentran de forma ilimitada en el planeta, se regeneran con facilidad y en un periodo de tiempo pequeño. En este grupo se encuentra la energía solar, eólica, hidroeléctrica, mareomotriz, geotérmica y biomasa.
- No renovables: proceden de fuentes de energía limitadas, se pueden llegar a regenerar muy lentamente en comparación con su extracción, por lo que se van agotando a medida que se van utilizando. En este grupo se encuentran el carbón, el petróleo, gas natural y uranio.

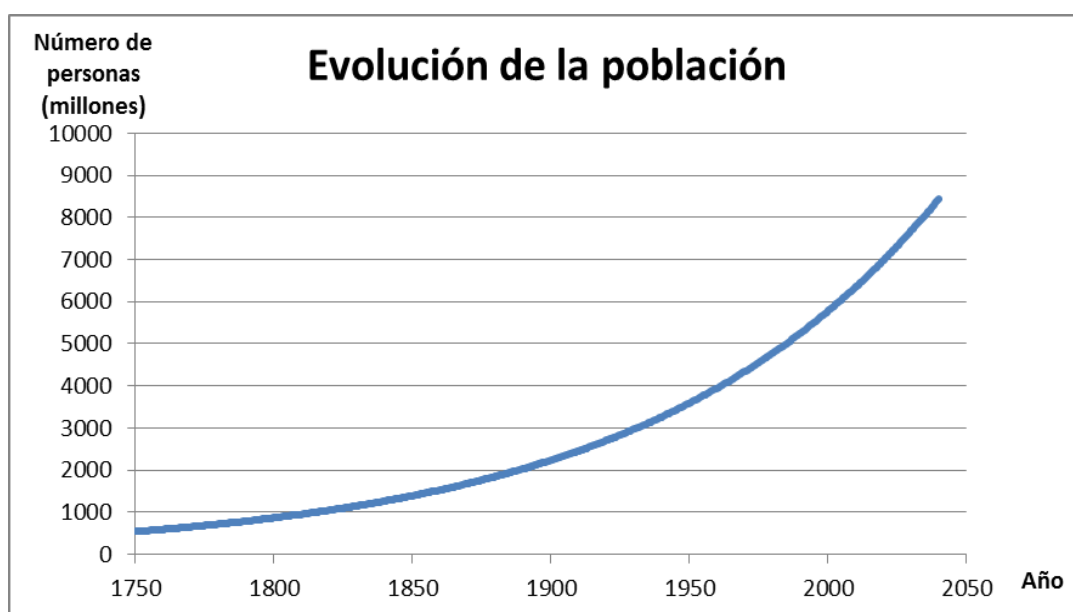
Si se compara ambas se puede concluir que la mayoría de energías renovables ayudan a preservar el medio ambiente, aunque generan otro tipo de problemas, mientras que la energía no renovable tiene elevados efectos negativos sobre el medio ambiente.

Uno de los problemas es que la extracción del petróleo cada vez se hace más compleja, ya que los yacimientos con más recursos y más accesibles se están agotando, los más optimistas pronostican que en 2037 llegará el declive definitivo de la producción del petróleo, los más pesimistas lo sitúan en los próximos 6 años (Heinberg, 2014). Lo mismo ocurre con el carbón y el gas, pero en menor medida.

### 2.3 Evolución del consumo energético

Desde la revolución industrial, el consumo de energía en el mundo no ha dejado de crecer. Hoy en día, el uso de la energía forma parte del estilo de vida de la sociedad, y cuanto más desarrollada se encuentre esta, más consumo de energía se produce.

El crecimiento de la población sigue una función exponencial como se aprecia en el gráfico inferior, por lo que a mayor población, más energía se va a consumir. Las Naciones Unidas estiman que la población en el año 2030 será de 8300 millones de personas y que la demanda de energía aumentará un 35% respecto al 2015 (Bridgeman, 2017).



**Gráfico 2.1** Evolución de la población mundial entre los años 1750 y 2050. Elaboración propia a partir de los datos de la Oficina de Censos de los Estados Unidos (Bridgeman, 2017)

**Desde la revolución industrial, la industria se centró en producir energía, en cantidad abundante y de buena calidad proveniente en su totalidad de la quema de materia orgánica: carbón, petróleo y gas. Su extracción y utilización no tuvo una preocupación ambiental hasta la década de los setenta.** <sup>1</sup>

Sin fuentes de energía abundantes no hubiera sido posible sostener el ritmo de crecimiento económico mundial y llegar a alcanzar el nivel de vida actual. Sin embargo, **los combustibles fósiles son los principales responsables de las emisiones de dióxido de carbono**, un gas que contribuye al aumento del efecto invernadero y, como consecuencia, afecta a la estabilidad del clima en el planeta.

<sup>1</sup> En 1972 tuvo lugar la Conferencia de Estocolmo sobre el Medio Ambiente, donde la mayoría de los países desarrollados aceptaron el deterioro medio ambiental, y se elaboró el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (Suárez & Martínez, 2014).

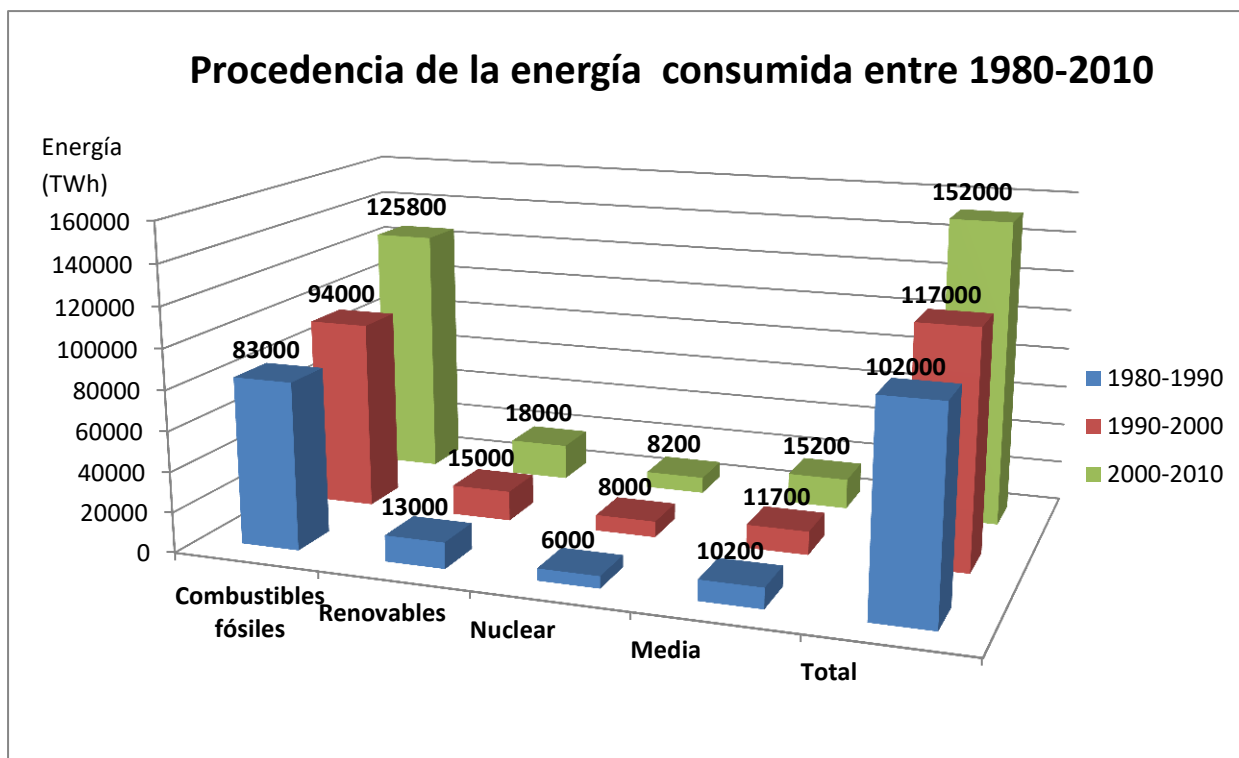
A continuación se muestra el tipo de energía consumida durante los últimos 40 años. Se aprecia que **cada año aumenta más la demanda de energía útil**, esto se debe principalmente al crecimiento exponencial de la población, aumento del número de coches en circulación y la tecnología ha sufrido un desarrollo muy grande en los últimos 40 años. Todo esto hace que la demanda de energía sea mayor que el año anterior.

	Combustibles fósiles	Renovables	Nuclear	Media	Total
1980-1990	83000	13000	6000	10200	102000
1990-2000	94000	5000	8000	11700	117000
2000-2010	125800	8000	8200	14200	142000

**Tabla 2.2** Evolución del consumo energético según el tipo de fuente de energía. Las unidades empleadas son TWh. Fuente: *International Energy Statistics*. (Suárez & Martínez, 2014)

En el *gráfico 2.3* se representa el consumo de energía según la fuente de la que proceden: combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) y renovables (solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa) y nuclear. Los combustibles fósiles son sin duda de donde procede la mayor parte de la energía. Todos crecen con el paso de los años, pero estos son sin duda los que más han crecido en las últimas décadas y no parece que vaya a cambiar a corto plazo (Suárez & Martínez, 2014).





**Gráfico 2.3** Procedencia de la energía consumida entre 1980-2010. Elaboración propia a partir de los datos de *International Energy Statistics*, (Suárez & Martínez, 2014)

Observando el gráfico 2.3 se puede decir que es prácticamente **inviabile pasar a depender solo de las energías renovables**, ya que estas suministran un porcentaje muy pequeño de toda la energía que se requiere.

En el año 2013 el consumo de energía fue de 160400 TWh, las previsiones son que en el año 2020 se necesiten 175200 TWh y el 2030 201480 TWh, es decir, la demanda de energía aumentará un 25,61% más de la producción de energía respecto el 2013 (IEA: International Energy Agency, 2016).

La Agencia Internacional de Energía dicta que para que se produzca un crecimiento de la economía debe haber un crecimiento en el consumo de energía (Peinado Lorca et al., 2015). Por lo tanto, **para poder crecer a estos ritmos exponenciales, la disponibilidad de energía que consumimos también debe crecer cada año.**

En el *gráfico 2.4* se muestran los porcentajes de cada tipo de energía consumida en todo el mundo en el año 2015.



**Gráfico 2.4** Consumo mundial de la energía según el origen en el año 2015. Elaboración propia a partir de los datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2016)

Mientras que en 1850 el 80% de la energía era suministrada por biomasa renovable (maderas y similares), en **2015 el 86% fue suministrado por combustibles fósiles**, este dato no ha variado significativamente en los últimos 40 años. Durante este periodo, el consumo de energía creció 50 veces mientras que la población creció 5,7 veces y el consumo per cápita 8,8 veces. En este periodo de tiempo (1850-2015) el 90% de los combustibles fósiles se han quemado a partir de 1938 y el 50% a partir de 1986 (Peinado Lorca et al., 2015).

En el caso de la energía nuclear la única opción disponible son las centrales de fisión. A la espera de la ansiada fusión, las centrales convencionales de fisión consumen uranio, del que hay para 100 años de consumo actual (Suárez & Martínez, 2014).

Las 442 **centrales nucleares** existentes según la Agencia de Energía Atómica Internacional (IAEA) solo contribuyen al **4,4% de la energía total consumida**. Además, ha sufrido un fuerte estancamiento en los últimos años debido a los desastres producidos en Chernóbil (Ucrania, 1986) y más recientemente en Fukushima (Japón, 2011).

La agricultura, la pesca, la minería, el transporte, la industria y el comercio dependen en un 95% del petróleo. Actualmente ninguna de las fuentes de energía primaria disponible puede competir con el poder energético del petróleo.

## 2.4 Energía per cápita

La energía per cápita es el consumo total de energía de un país o región dividido por el número de sus habitantes en un determinado periodo de tiempo. Sirve como un indicador del consumo en una población.

El acceso progresivo a cada una de las fuentes energéticas ha supuesto un incremento de la energía disponible y un salto significativo en el desarrollo de la sociedad. Sin embargo, los efectos tan potencialmente beneficiosos que tiene el acceso de energía sobre el nivel de desarrollo no se da por igual en todos los países. Un ciudadano de Islandia tiene 218 veces más energía disponible que uno de Bangladesh (IEA, 2016).

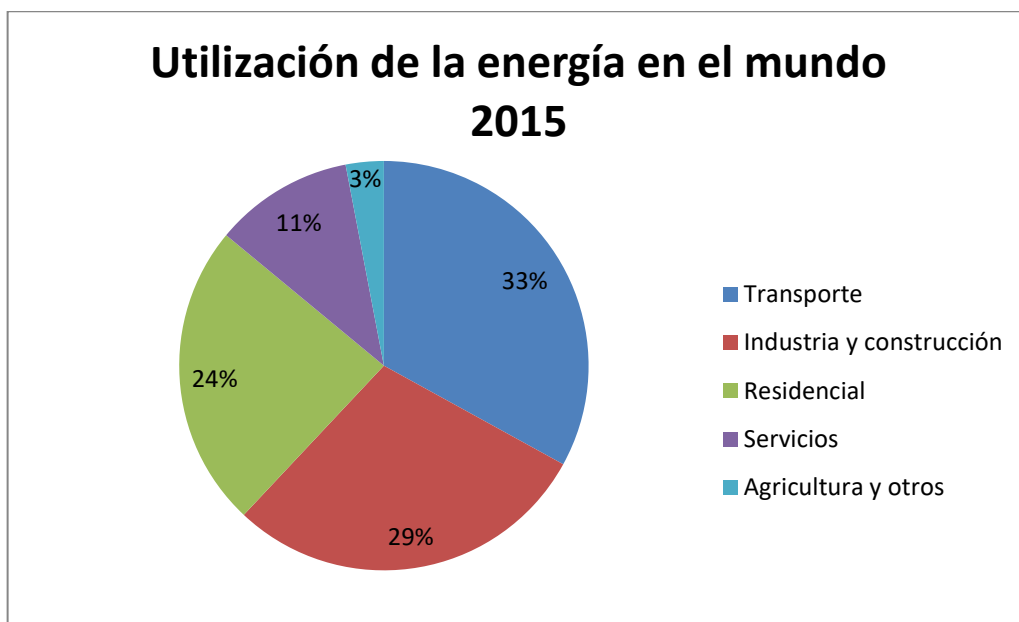
País	Energía per cápita (KWh por habitante durante el año 2015)
Islandia	51142
Liechtenstein	36448
Noruega	23486
Canadá	14351
Estados Unidos	12186
Alemania	7192
Países Bajos	6921
Dinamarca	6026
España	5231
China	3926
Chile	3106
Túnez	1251
Bangladesh	234

*Tabla 2.5* Energía per cápita de algunos países en el año 2015. Elaboración propia a partir de los datos de (IEA, 2016)

El consumo de energía per cápita ha crecido fuertemente desde las últimas décadas del siglo XX hasta la actualidad debido a que la tecnología cada vez está más presente en la vida cotidiana de las personas. Las necesidades energéticas del hombre actual son mayores que en el pasado y muy variadas. Por ejemplo, la mayoría de las personas necesitan utilizar algún medio de transporte para poder llegar a las fábricas u oficinas que se encuentran distantes de su domicilio.

Además, el hombre actual utiliza una cuota de energía para mantenerse continuamente informado y actualizado de los sucesos que ocurren a su alrededor o en la otra parte del mundo, mediante la televisión, ordenadores o sus propios dispositivos telefónicos. Los hogares disponen de un mayor

confort debido a la gran cantidad de electrodomésticos, cada vez más sofisticados. En algunos lugares del mundo se puede encontrar viviendas inteligentes, que están completamente automatizadas. Como se observa en el *gráfico 2.6* la actividad que supone un mayor consumo energético en el mundo es el transporte seguido por la industria y hogares.



**Gráfico 2.6** Porcentaje del consumo de energía que requirieron las principales actividades en el año 2015. Elaboración propia a partir de los datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2016)

En resumen, el **aumento de calidad de vida de las personas, el ritmo de vida del mundo globalizado, el transporte, las comunicaciones y la tecnología son las principales razones por las cuales el hombre cada vez consume más energía per cápita.** Por este motivo Naciones Unidas ha establecido que la energía consumida por habitante es un indicador de desarrollo socioeconómico (Bridgeman, 2017).

Esta situación de poder **producir cada vez más energía** requiere **explotar las fuentes de energía de manera intensiva** utilizando para ello los recursos de los que dispone cada país, sean estos renovables o no renovables.

**El problema es encontrar soluciones energéticas que permitan mantener el ritmo de crecimiento mundial sin afectar al medio ambiente,** sobre todo en lo que a concentración de **dióxido de carbono** se refiere, **o tal vez reducir el ritmo de crecimiento.** El medio ambiente en la actualidad está amenazado si no se hace un uso racional de los recursos renovables y no renovables, y cada día es más frágil frente al aumento de explotación de los recursos energéticos.

**Toda generación de energía tiene su factor de impacto sobre el medio ambiente.** Sin embargo, no todas afectan de la misma manera. El calentamiento global originado por la acumulación de gases de efecto invernadero en la atmósfera parece ser la más perjudicial. Pese a esto, las proyecciones de la IEA sobre el consumo de energía indican que los recursos fósiles seguirán siendo utilizados durante muchos años (Robert B. Jackson et al., 2014).

Otro de los problemas a los que se enfrenta la sociedad es que al aumentar la producción de energía, se produce de manera menos eficiente, ya que tenemos más pérdidas en la distribución de esta (Heinberg, 2014).

## 2.5 Problemas ambientales en la producción de energía

La producción de energía lleva asociado un impacto ambiental como se ha comentado anteriormente, pudiendo este ser mayor o menor en función de la fuente de la que proviene.

La contaminación se produce desde la extracción hasta la utilización de la energía:

- **Actividades de extracción:** contaminación por actividades mineras de carbón, petróleo o gas. Instalaciones necesarias para poder llevar a cabo la extracción, como paneles solares o plataformas petrolíferas.
- **Actividades de generación:** contaminación nuclear o uso del suelo.
- **Actividades en distribución:** impacto ambiental de alta tensión, gaseoductos, fugas en petroleros...
- **Actividades de utilización:** Contaminación térmica, acústica...

La mayor parte de la energía procede de la quema de combustibles fósiles, los cuales son los principales responsables de:

- **Efecto invernadero:** en los últimos 100 años se ha medido un aumento de la concentración de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en la atmósfera de algo más de un 30% (Suárez & Martínez, 2014). Este fenómeno causa un aumento significativo en la temperatura terrestre.
- **Lluvia ácida:** muchos procesos industriales producen sustancias que contienen dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>). Este fenómeno produce la acidificación de lagos y arroyos, y un crecimiento más lento de la vegetación y sequía.

Teniendo en cuenta todos estos factores, **antes de explotar las fuentes de energía hay que conocer cuáles son los impactos ambientales para minimizarlos al máximo o incluso no proceder a su extracción si su impacto ambiental es tan grande que no compensa su explotación.**

En general las **técnicas de extracción de combustibles fósiles son las más contaminantes** con el medio ambiente, especialmente las técnicas más recientes como la **fracturación hidráulica** (técnica más agresiva para poder extraer petróleo y gas que hasta hace poco tiempo eran totalmente inaccesibles). De las energías renovables la que mayor impacto ambiental causa es con mucha diferencia la hidroeléctrica (Hall, Lambert, & Balogh, 2014a).

## 2.6 Tasa de Retorno Energético (TRE)

### 2.6.1 Concepto de TRE

La **Tasa de retorno energética** (en inglés **EROI: Energy Returned On Investment**) es un concepto que relaciona la energía que se obtiene en un proceso de producción de energía y cuanta energía se requiere para llevar a cabo su extracción.

La TRE se calcula de la siguiente manera:

$$TRE = \frac{ENERGIA\ OBTENIDA}{ENERGIA\ INVERTIDA}$$

El numerador y el denominador se evalúan en las mismas unidades, de modo que es un número adimensional, por ejemplo, 30:1, implica que un proceso particular produce 30 julios en una inversión de 1 Julio (o Kcal por Kcal o barriles por barril, etcétera).

El cálculo de la tasa de retorno energética es complejo de realizar, por lo que requiere establecer los límites de cada análisis. Para ayudar a comprender este concepto mejor **Mulder y Hagens definen diferentes tipos de EROI**, en función de las variables que se consideren a la hora de extraer la energía (Murphy et al., 2011).

Para entender la magnitud y el significado del EROI global, definieron un EROI estándar, el cual no tiene en cuenta la energía asociada con el trabajo de apoyo y las posteriores operaciones a la energía extraída (Murphy et al., 2011).

$$EROI_{ST} = \frac{\text{Sumatorio del contenido energético del combustible extraído}}{\text{Sumatorio de todos los costos de energía para extraer ese combustible}}$$

Otro concepto de EROI es tener en cuenta la energía para encontrar, producir, refinar y transportar el combustible hasta el punto de uso, denominado EROI "point of use" ( $EROI_{pfu}$ ). Por ejemplo el combustible necesario del camión para transportarlo de un punto a otro. Este es el **más general** y al que se refiere la mayoría de gente no experta cuando se habla comúnmente de EROI (Hall et al., 2009).

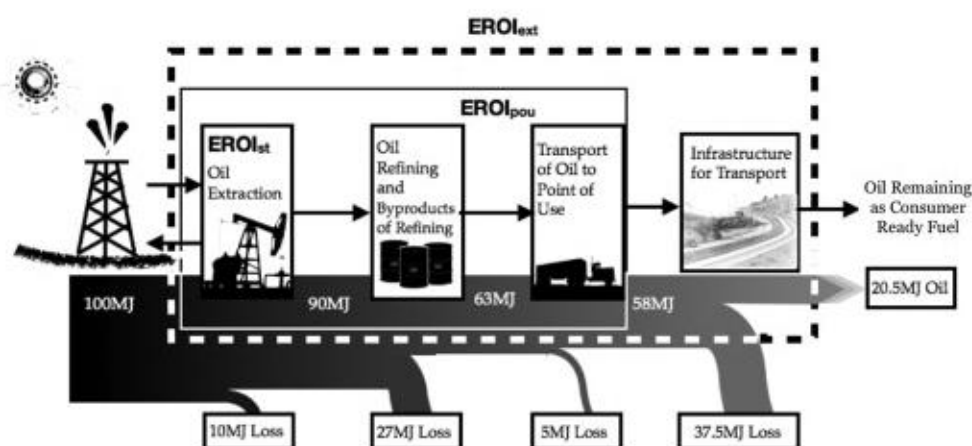
$$EROI_{pfu} = \frac{\text{Energía devuelta a la sociedad}}{\text{Energía necesaria para obtener y suministrar esa energía}}$$

Otro concepto es el que no solo incluye la energía necesaria para obtener y entregar, sino también para utilizar la energía, incluyendo, por ejemplo, la

energía utilizada para mantener puentes, autopistas, automóviles, que son necesarios para la utilización del producto final (Hall et al., 2009).

$$EROI_{ext} = \frac{\text{Energía devuelta a la sociedad}}{\text{Energía necesaria para obtener, suministrar y utilizar esa energía}}$$

En la siguiente imagen se muestra el concepto EROI de manera más gráfica de una actividad que incluye desde la extracción de petróleo hasta la utilización del producto final por la sociedad. La mayor cantidad de energía pérdida en el proceso se da en la etapa de refinería y el mantenimiento de las infraestructuras para el transporte.



**Figura 2.7** TRE de un proceso de extracción de petróleo.  
Fuente: Hall, Lambert, & Balogh, 2014

Si el proceso de producción tiene una TRE menor que la unidad significa que se está perdiendo energía, es decir, se necesita más energía para su extracción que la que se va a obtener, por lo que en el momento que ocurra esto hay que dejar la actividad.

La tasa de retorno energético depende del lugar de donde se produce la extracción. No es lo mismo el petróleo extraído en Estados Unidos que tiene una elevada tecnología y una amplia experiencia en el ámbito que en China que tiene tecnología menos sofisticada y no tiene tantos informes geológicos. Además, no tiene yacimientos con tanto potencial energético como Estados Unidos.

La tasa de retorno energético de los combustibles más importantes está disminuyendo y la mayoría de alternativas de energía renovables y no convencionales tienen valores de tasa de retorno energético inferiores a los combustibles fósiles tradicionales (Hall, Lambert, & Balogh, 2014b).



## 2.6.2 TRE de las diferentes fuentes de energía.

La TRE indicada en las diferentes fuentes de energía es el  $EROI_{ext}$

Solo unos pocos países, incluyendo los EEUU, Canadá, Reunido Unido, Noruega y China mantienen las estimaciones específicas de la industria de los costes energéticos necesarios requeridos para llevar a cabo un análisis de la TRE. Por lo que hace complicado determinar con precisión la TRE de los diferentes tipos de recursos, por ello se va a hablar de **intervalos entre los que oscila la TRE.**

Las investigaciones llevadas a cabo por Charles A.S Hall, Jessica G. Lambert, Stephen B.Balogh (2013) y Dale (2010) sirvieron para estimar la TRE de diferentes fuentes de energía. Los números que se representan a continuación de las TRE pueden considerarse fiables, debido a que son similares a los obtenidos en otros estudios. Los valores de las TRE son diferentes en función de las regiones y la época en la que se extraen los recursos.

### TRE PETROLEO Y GAS NATURAL

El gas natural y el petróleo se tratan como si tuvieran una TRE muy similar, ya que en muchos yacimientos se encuentran ambos recursos, por lo que los estudios realizados hasta la actualidad no pueden separar uno del otro.

Según un estudio llevado a cabo por el Instituto de Ciencia Medioambiental y Forestal de Estados Unidos la TRE del petróleo y gas fue de aproximadamente 30:1 en la década de 1950, que disminuyó irregularmente a 20:1 en 1970 y 18-11:1 a mediados de los años 2000. En 2006 la TRE era de 18:1 (Hall, C.; Cleveland, 2011).

Un estudio determinó que la TRE tendía a disminuir cuando las tasas de perforación eran más altas, y aumentaban cuando se relajaba la perforación (Gagnon, 2009).

Actualmente la TRE del petróleo y gas convencionales se encuentra en torno a 18-20:1. En cambio la TRE del petróleo y gas no convencional se encuentran en 4-7:1 (Peinado Lorca et al., 2015).

### TRE CARBÓN

La TRE del carbón en Estados Unidos a finales de los años 70 tenía un valor de 100:1, en los años 60 de 50:1 debido al aumento de la eficiencia en las técnicas de extracción y en los años 70 de 70:1 debido a una disminución de la calidad del carbón extraído en Estados Unidos (Hall, C.; Cleveland, 2011).

Actualmente el carbón tiene una TRE relativamente alta en algunos países (Estados Unidos y Australia) donde en algunos yacimientos puede alcanzar una tasa de 80:1. Pero en el mundo es aproximadamente de 46:1 (Hall, C.; Cleveland, 2011).

#### **TRE ENERGÍA NUCLEAR:**

Actualmente la energía nuclear tiene una TRE 5-14:1, teniendo una gran variabilidad debido a las diferencias en las tecnologías (R. Appendix F: Nuclear Electricity, 2011).

Los tres principales problemas de este tipo de energía son la elevada inversión inicial, los costes ambientales y el grado de mineral de uranio disponible. Un agotamiento de estos provocaría una disminución elevada de la TRE en el futuro.

#### **TRE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA:**

Los sistemas de generación de energía hidroeléctrica tienen el mayor valor medio de la TRE, 84-100:1. (Lambert, 2012). La TRE de la energía hidroeléctrica es extremadamente variable en función de cuando se construyeron sus instalaciones y en qué lugar (Hall, C.; Cleveland, 2011).

#### **TRE ENERGÍA EÓLICA:**

La energía eólica tiene un alto valor de TRE que oscila entre 18-20:1, (Kubiszewski, 2010; Lambert, 2012) aunque en muchos sitios tiene un valor inferior ya que es necesario disponer de instalaciones de seguridad para regular la velocidad de las aspas (que no se incluyen en la TRE).

#### **TRE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA:**

Según los últimos estudios la TRE tiene unos valores de 2-3:1, un valor muy pequeño si se compara con alguna de las fuentes de energía anteriores (Prieto y Hall, 2012; Palmer, 2013).

#### **TRE GEOTÉRMICA:**

La TRE de la electricidad geotérmica tiene una TRE media de 9:1 (Lambert, 2012).

#### **TRE BIOMASA:**

EL valor medio de la TRE para la biomasa es de 0,8-5:1 (Pimentel y Patzek, 2005), (Von Blottnitz y Curran, 2007) (Lambert, 2012). Depende si se emplea biodiesel o etanol puede oscilar entre 0,8 a 5:1, por lo que es importante

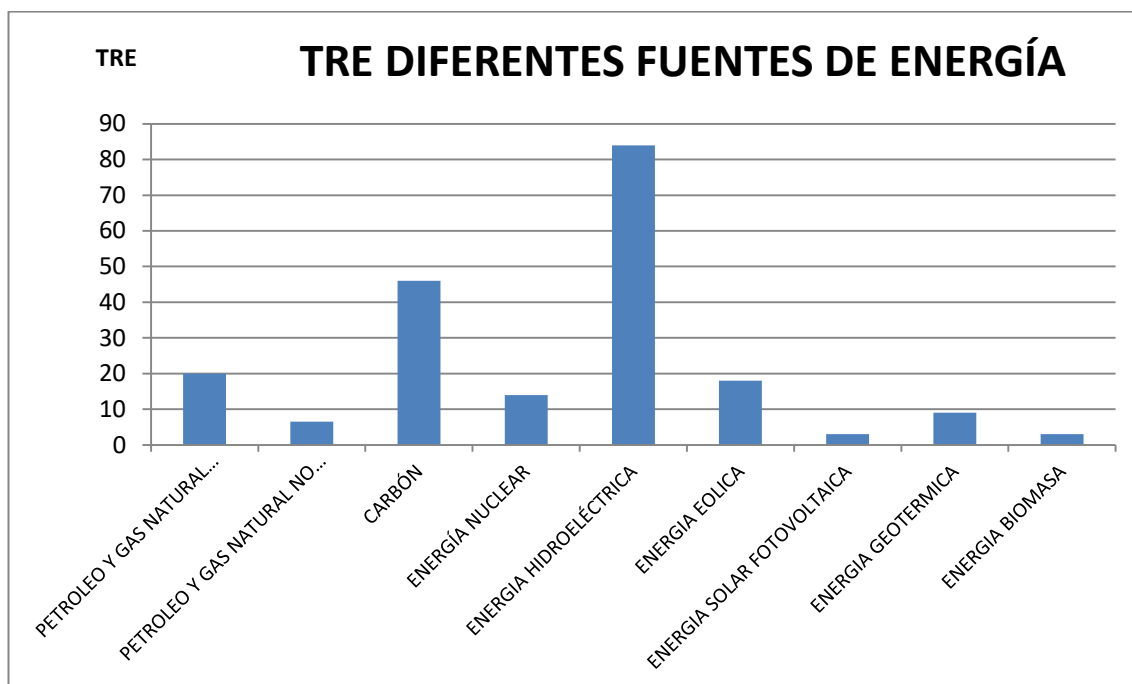
analizar primero la energía que se puede extraer, ya que si nos situamos en un TRE menor que la unidad se está perdiendo energía.

En la siguiente tabla se muestra valores de TRE para diferentes combustibles fósiles, en diferentes lugares y diferentes periodos, hay una tendencia clara de disminución de la TRE de los combustibles fósiles con el paso del tiempo (Hall et al., 2014b).

Recursos	Año	País	EROI (X:1)	Fuente
<b>Combustibles fósiles</b>				
Petróleo y gas	1999	Global	35	Gagnon, 2009
Petróleo y gas	2006	Global	18	Gagnon, 2010
Petróleo y gas (doméstica)	1970	EEUU	30	Cleveland et al. 1984, Hall et al. 1986
Petróleo y gas (doméstica)	2007	EEUU	11	Guilfred et al, 2011
Petróleo y gas (importado)	2007	EEUU	12	Guilfred et al, 2012
Petróleo y gas	1970	Canadá	65	Freise, 2011
Petróleo y gas	2010	Canadá	15	Freise, 2012
Petróleo y gas	2008	Noruega	40	Grandell, 2011
Petróleo	2008	Noruega	21	Grandell, 2012
Petróleo y gas	2009	México	45	Hu et al, 2013
Petróleo y gas	2010	China	10	Hu et al, 2014
Gas natural	2005	EEUU	67	Sell et al, 1984
Gas natural	1993	Canadá	38	Freise, 2011
Gas natural	2000	Canadá	26	Freise, 2011
Gas natural	2009	Canadá	20	Freise, 2011
Carbón	1950	EEUU	80	Cleveland et al, 1984
Carbón	2000	EEUU	80	Hall and Day, 2009
Carbón	2007	EEUU	60	Hall and Day, 2010
Carbón	1995	China	35	Hu et al, 2013
Carbón	2010	China	27	Hu et al, 2013
<b>No renovables</b>				
Nuclear	2010	US	5 a 15	Hall and Day, 2009
<b>Renovables</b>				
Hidroeléctrica	2012	Global	100	Cleveland et al. 1984
Eólica	2013	Global	18	Kubiszewski et al 2010
Geotérmica	2014	Global	9	Gupta and Hall, 2011
Fotovoltaica	2015	Global	3	Kubiszewski et al, 2012

**Tabla 2.8** EROI aproximado de varios recursos energéticos en diferentes lugares del mundo. Elaboración propia a partir de diversas fuentes mostradas en la tabla.

### 2.6.3 Comparación de la TRE de las principales fuentes de energía



**Gráfico 2.9** Comparativa de la TRE de las diferentes fuentes de energía. Elaboración propia a partir de datos de Dale (2011) y fuentes indicadas en la *tabla 2.8*

Un aspecto positivo de la mayoría de las **energías renovables** es que la salida de estos combustibles es electricidad de **alta calidad**. Por el contrario, su **salida es mucho menos fiable y predecible**, además de que carecen de la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda energética global. Los valores de la TRE de las renovables son generalmente expresados sin considerar la energía requerida por dispositivos de seguridad o almacenamiento.

Además los combustibles fósiles son necesarios para las fuentes de energía renovable, ya que a día de hoy no hay ninguna instalación renovable que haya producido más energía de lo que se ha invertido en sus instalaciones, por lo que esa energía debe provenir de los combustibles fósiles cuya explotación e inversión es inferior a la de las energías renovables.

Por tanto, es obvio que **los combustibles fósiles seguirán teniendo una presencia importante durante las próximas décadas**, incluso aunque se produjese una fuerte transición de energías no renovables a renovables, es por ello que este trabajo se va a centrar en los combustibles fósiles, más

concretamente en el impacto ambiental de la extracción del gas y petróleo no convencional.

Si se observa el *gráfico 2.9* de las comparativas de las TRE de los diferentes tipos de recursos parece que lo más obvio sería emplear centrales hidroeléctricas para que la pérdida de energía en su proceso sea la menor posible. Pero no es así, hay que tener en cuenta otros factores como el impacto ambiental (causa un impacto el paisaje, fauna y flora irreversible), la continuidad, la calidad, etcétera (Hall et al., 2014a).

El profesor Mark Jacobson (profesor de ingeniería civil y ambiental de la Universidad de Stanford) publicó un estudio en la revista *Energy and Environmental Science* **que no solo tenía en cuenta la eficacia de cada una de las fuentes**, sino su disponibilidad de agua, terrenos cultivables, fauna salvaje, disponibilidad de recursos, polución térmica y química (Hall et al., 2014a).

En su estudio llegó a la conclusión que las mejores fuentes renovables son:

1. Energía eólica
2. Energía geotérmica.
3. Energía fotovoltaica.
4. Energía hidroeléctrica.

Por lo que aunque la energía hidroeléctrica sea la que tenga una mayor TRE de las fuentes renovables, es la que más impacto ambiental e inversiones económicas requieren por lo que no es la más utilizada pese a tener una TRE muy elevada.

## **2.7 Concepto de recurso y reserva.**

Hay que distinguir entre reservas y recursos, muchas compañías y expertos que trabajan para ellas hablan de estos términos indistintamente, pero no son lo mismo.

Cuando se habla de **recursos** se hace referencia a la **cantidad total del recurso que existe en una determinada zona**, sea tecnológicamente recuperable o no. En cambio, cuando se habla de reservas son los depósitos de gas, petróleo o carbón que son técnicamente recuperables en la actualidad. Obviamente la **cantidad de recurso existente es mucho mayor que las reservas** (Peinado Lorca et al., 2015).

Un ejemplo de cómo se utiliza el concepto de reserva para referirse a los recursos es el que dijo el expresidente de los Estados Unidos **Barack Obama**: **“tenemos un suministro de gas natural que puede durarle a Estados Unidos casi 100 años”** (Obama, 2012). El presidente **se refería a los recursos de lutitas**, que se trata de rocas sedimentarias poco impermeables y porosas almacenando petróleo o gas natural extraídos mediante el *fracking*. Pero no es cierto que ocurra eso en Estados Unidos, lo que ocurre es que tienen una gran cantidad de este recurso, pero no es técnicamente recuperable con la tecnología actual. Además, poseen una tasa de retorno energético mucho menor que el convencional. Es decir, **Obama estaba hablando de los recursos no de las reservas, que son las que realmente importan.**

## **2.8 Situación del petróleo y gas natural.**

Este apartado pretende ser una breve introducción al capítulo siguiente.

Los **hidrocarburos como el gas y el petróleo se generan en el subsuelo, en rocas sedimentarias**, depositadas en su mayoría en ambientes marinos, las cuales son sometidas a un proceso de maduración a medida que se van enterrando a diferentes presiones y temperaturas.

Se pretende que las fuentes de energía sean abundantes, con garantía de suministro a largo plazo y con el menor impacto ambiental. La que más se acerca a la consideración actual es el gas natural. El **gas natural** tiene la ventaja frente al resto de combustibles fósiles que es el **más limpio y que sus reservas están en constante aumento**, debido a que en los últimos años se han descubierto grandes yacimientos que contienen elevadas cantidades de este hidrocarburo y el desarrollo tecnológico ha permitido extraer el gas de los lugares que antes era imposible.

Los retos de encontrar petróleo para satisfacer la creciente demanda de los nuevos países industrializados ha sido el tema más importante de los últimos 20 años en el marco de la energía (Heinberg & Peinado Lorca, 2014).

Cuando **se habla de petróleo** hay que tener muy en cuenta de dónde procede la información, ya que el petróleo es un hidrocarburo que se encuentra en estado natural en yacimientos naturales subterráneos o marítimos. La industria con el afán de aumentar los datos de las reservas incluyen los líquidos de gas natural (**LGN**), los cuales tienen un **40% menos de la energía que proporciona el petróleo** (Heinberg & Peinado Lorca, 2014).

No todos los petróleos son iguales. No es lo mismo el petróleo de Arabia Saudí que fue descubierto en las décadas de 1950-1960, que es de una extraordinaria calidad, que los hidrocarburos no convencionales como arenas bituminosas y *shale gas* que se obtienen del *fracking* que tienen mucha menos calidad (Heinberg & Peinado Lorca, 2014).

El petróleo más accesible, con más calidad y más barato ya ha sido extraído en su mayoría, por lo que los **precios del petróleo han aumentado lo suficiente para justificar las enormes inversiones necesarias para la exploración y explotación del petróleo no convencional**, que se extrae de forma mucho más compleja y agresiva, a un coste mayor y con **mayores riesgos ambientales** (Arthur & Cole, 2014; Heinberg & Peinado Lorca, 2014; Robert B. Jackson et al., 2014; Suárez & Martínez, 2014).

Las empresas petrolíferas siempre sobreestiman la cantidad de recursos recuperables que existen. En 2004, la petrolera Royal Dutch Shell reconocía que las reservas probadas de petróleo y de gas que habían estimado años atrás era un 25% menos de lo que publicaron sus informes (Owen, 2012). En marzo de 2012 un equipo de investigadores de la Universidad de Oxford publicó un artículo en *Energy Policy* en el que llegaban a la conclusión que la industria había exagerado las reservas mundiales, sobreestimándolas en más de un 30% (Hughes, 2013).

**China ha sido exportadora neta de petróleo hasta el año 1992.** Desde entonces, su consumo se ha multiplicado por más de cuatro. Por ejemplo, en 2011 llegó a importar el 60% del petróleo que consumió. El consumo chino de petróleo crece a una tasa de 6,3% cada año desde 1998, y de seguir a este ritmo estará en los niveles actuales de consumo de petróleo de Estados Unidos en 2022 (IEA, 2012).

Aunque hay más de 70000 campos de petróleo activos en el mundo, el 60% de la producción procede de 374 campos y el 20% de tan solo 10 (IEA, 2016).

Según los datos que se tienen, de los **42 países que producen el 98% del petróleo** a nivel mundial 30 ya han sobrepasado su pico de producción y están empezando el declive (Schindler y Zittel, 2015).

Muchos países como España o Japón no producen petróleo y tienen que importar todo lo que consumen, mientras que otros como Arabia Saudí, Irán o Venezuela son grandes exportadores de petróleo. A medida que el precio del petróleo sube los ingresos de los países exportadores de petróleo crecen y la expansión económica de estos países trae más demanda interna de petróleo, por lo que pasan a exportar menos cantidades. De hecho, la demanda de petróleo en Arabia Saudí está creciendo más rápido que en la mayoría de países.

Los países como China son capaces de pagar un precio más alto, superando en los mercados la oferta de países industrializados de Europa e incluso a los Estados Unidos.

La historia ha demostrado que una transición energética tarda entre 30 y 40 años en completarse y en asentarse en la vida cotidiana, por lo que buscar nuevas alternativas a estos combustibles fósiles debe ser una propiedad de todos los países (Hans Zandvliet, 2014).





Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

# Capítulo 3

## *Pronóstico de Hubbert e hidrocarburos no convencionales*

3.1 Introducción

3.2 Pronóstico de Hubbert

3.3 Retraso del pico del petróleo y gas natural

3.4 Yacimientos convencionales y no convencionales

3.5 Pirámide de recursos

3.6 Hidrocarburos no convencionales



### 3.1 Introducción

En **1949**, un geólogo pronosticó lo que sucedería años después, predijo cuando la producción del petróleo llegaría a su máximo (en 1970), y así ocurrió, pero con el petróleo convencional. Como consecuencia, la industria investigó y desarrolló nuevas tecnologías para poder extraer el petróleo más inaccesible hasta la fecha y de esa manera acabar con la teoría de Hubbert. Pero años después la experiencia dice que esto solo ha servido para retrasar el pico del petróleo, el agotamiento de las reservas llegará irremediablemente.

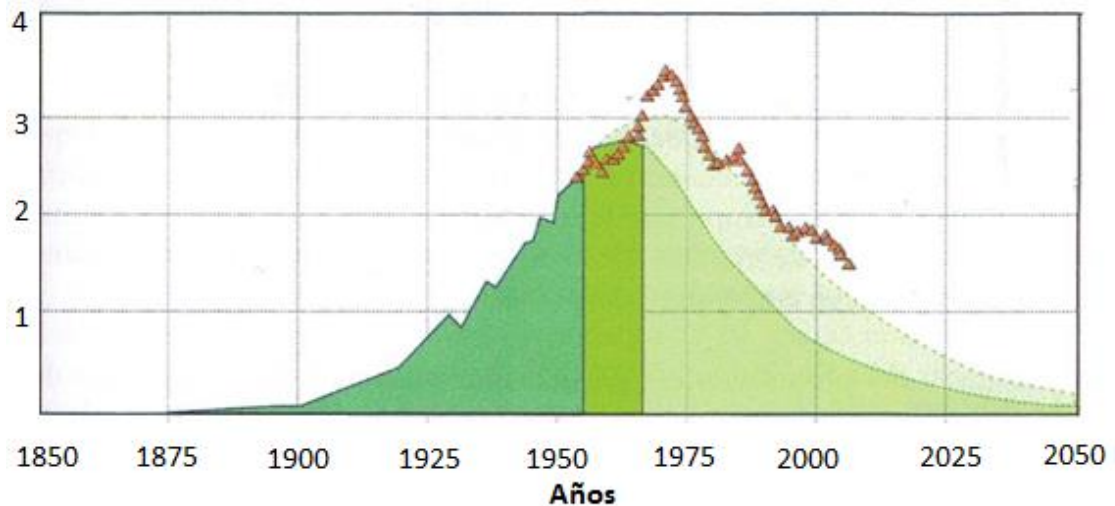
En este capítulo se verá cuáles son las **principales diferencias entre los yacimientos convencionales y no convencionales** y se explicará porque es necesario explotar un número de pozos mucho mayor que antes para mantener la producción.

Debido al agotamiento de los hidrocarburos convencionales, la industria ha estado explotando **otro tipo de recursos no convencionales cuya clasificación se verá en este capítulo**. No todos los recursos no convencionales se comercializan en la actualidad, solo una pequeña parte de ellos se está comercializando y para su extracción es necesaria una técnica muy agresiva, **el fracking**.

### 3.2 Pronóstico de Hubbert

En **1949**, un ingeniero geólogo llamado Marion King **Hubbert** de la compañía Shell (una de las grandes compañías que dominan el mercado del petróleo) presentó un pronóstico en una ponencia en un congreso del *American Petroleum Institute* celebrado en Texas (Heinberg, 2014)

Los cálculos que había realizado durante varios años sobre la producción de petróleo en Estados Unidos reflejaban la típica imagen de la **campana de Gauss**: un ascenso imparables en los primeros inicios, un periodo constante seguido por un declive tan imparables como los inicios, como se refleja en la *gráfica 3.1*



**Gráfico 3.1** Predicción del petróleo en Estados Unidos según el pronóstico de Hubbert. Fuente: Peinado Lorca et al., 2015

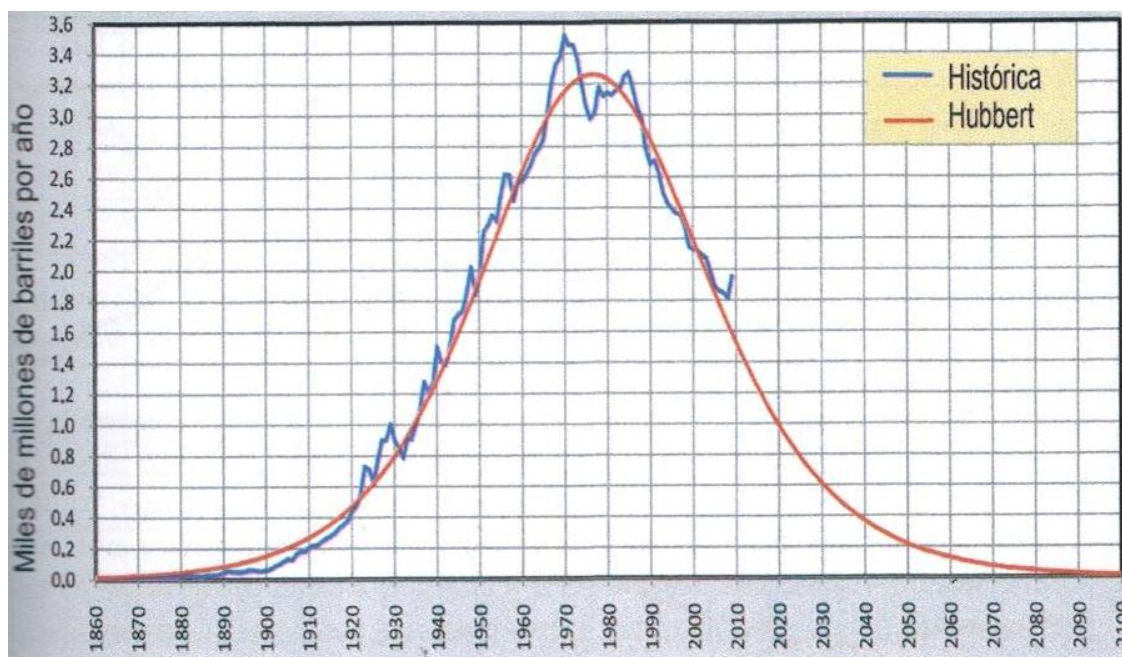
El **área izquierda** representa la **producción histórica hasta el 1956**, el **área del medio** indica la **producción que cabía esperar** de acuerdo con las reservas probadas hasta entonces. Las **dos áreas más a la derecha** son los **dos posibles escenarios que Hubbert predijo que pasaría en los siguientes años**. La línea formada por los triángulos naranjas representa la producción que ha ocurrido realmente con el **petróleo convencional**. Se aprecia que la producción real (triángulos naranjas) coincide a la perfección con el escenario más optimista de Hubbert. Por su experiencia Hubbert sabía bien de lo que hablaba.

Como es obvio los pozos petrolíferos no tienen una vida infinita. A veces, empleando algunas técnicas agresivas como inundar los pozos con agua o inyectando dióxido de carbono a presión se puede ampliar la vida útil del pozo, pero al final el agotamiento es inevitable (Heinberg & Peinado Lorca, 2014).

Hubbert observó que en cualquier yacimiento, por importante y productivo que este fuera, **tras extraer el crudo o gas más accesible** (y por lo tanto más barato), la **producción decaía y se agotaba**. Tras realizar el estudio y analizar la producción en un número elevado de pozos de diferentes yacimientos llegó a la conclusión que la **curva de producción** se ajustaba a la **curva de Gauss cuyo punto de inflexión se denomina *peak oil* (pico de petróleo), que coincide aproximadamente con el momento en que la mitad de los recursos técnicamente recuperables (reservas) han sido extraídas**. (Peinado Lorca et al., 2015).

Naturalmente algunos **factores políticos y económicos**, así como los **avances tecnológicos**, pueden **modificar la forma de la campana**. Aun así, la tendencia de extracción es la que pronostico Hubbert (Peinado Lorca et al., 2015).

Hubbert aplicó sus cálculos al modelo de producción de Estados Unidos y llegó a la conclusión de que el punto de inflexión se produciría sobre el año 1970. En el siguiente gráfico se muestra la producción pronosticada por él y la que tuvo lugar realmente en Estados Unidos, como se aprecia los cálculos de Hubbert fueron muy precisos.



**Gráfico 3.2.** Comparativa entre la producción real y los datos de Hubbert en Estados Unidos desde 1860. Fuente: Zandviliest, 2014

El **pico del petróleo no significa el agotamiento del recurso**, sino que ya se ha extraído el hidrocarburo de mejor calidad, el más fácil de extraer y por lo tanto el más barato, es decir, la producción irá en declive y cada vez costará más seguir extrayendo el hidrocarburo del yacimiento.

Hubbert estudió la producción de petróleo en Estados Unidos, pero estos resultados son extrapolables al resto del mundo. La tasa de producción de petróleo convencional disminuye entre el 4 y 5% cada año (AIE, *Administration Information Energy*, 2011).

Con estos datos se puede decir que para mantener la producción global al ritmo actual el mundo necesita encontrar cada 3-4 años tantas fuentes de petróleo que sean tan productivas como Arabia Saudí (el país más productor de petróleo del mundo) (Arthur & Cole, 2014).

También ocurre lo mismo para el gas natural, pero este aún no ha llegado a su *peak*.

### 3.3 Retraso del pico del petróleo y gas natural.

Hasta ahora se ha hablado del *peak oil* del petróleo convencional, pero en este apartado se hablará de la producción total de petróleo (teniendo en cuenta el no convencional).

Ante el declive de producción de petróleo que se apreció fuertemente entorno al 1970, y más tarde sucedería con el gas, los **precios del petróleo y gas natural aumentaron considerablemente**, lo que propició que la industria se pusiera manos a la obra y desarrollará nuevas tecnologías para poder extraer recursos que se encuentran más inaccesibles, los no convencionales.

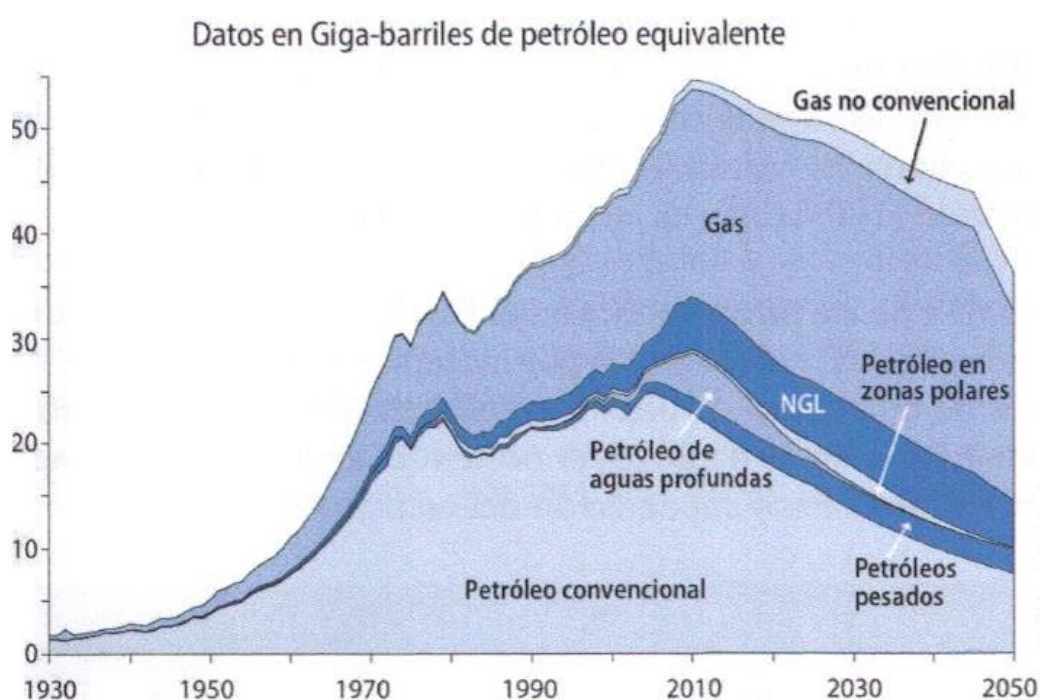
El *fracking* es una técnica que permite la extracción del **shale gas y shale oil**, es decir, el gas y el petróleo de lutitas, rocas sedimentarias que anteriormente no habían podido ser fracturadas para la recuperación de petróleo. Esta técnica hizo que el pico del petróleo y del gas natural se retrasará.

Como se comentó anteriormente, el *fracking* hizo que el *peak oil* que apareció en 1970 no tuviera un declive imparable, sino que se mantuviera más o menos constante e incluso que aumentará la producción años después. **La IEA publicó un informe del que el pico del petróleo se produjo en el año 2006, pero desde entonces este pico se ha mantenido estable** (AIE, 2011).

Los más optimistas como el Servicio Geológico de Estados Unidos sitúan el pico de petróleo definitivo en 2037. Otros expertos independientes a las compañías petrolíferas, lo sitúan antes de los próximos 6 años. Ante esta disparidad de datos es difícil determinar cuándo se producirá exactamente el fuerte declive de la producción, lo que está claro es que se producirá antes de las dos próximas décadas. **El *fracking* sólo ha podido retrasar el *peak oil*, pero no evitarlo** (Heinberg & Peinado Lorca, 2014).

El comienzo del *fracking* hizo que al haber mayor producción los precios se desplomaran. Por ejemplo, el gas natural paso de los 12 dólares por millón de Btu<sup>2</sup> en 2004 a 1,82 dólares en 2012 (Arthur & Cole, 2014).

En la *gráfica 3.3* se muestra el nuevo pronóstico elaborado por la ASPO (*Associaton for the Study of Peak Oil USA*) teniendo en cuenta los hidrocarburos convencionales y no convencionales. Como se aprecia hubo un pico en 1970 como había predijo Hubbert, pero gracias al desarrollo de nuevas tecnologías para la explotación de hidrocarburos no convencionales hizo que el pico del petróleo se retrasará.



**Gráfico 3.3** Pronóstico de la ASPO sobre el cenit del petróleo y gas.

Fuente: Fuente: Peinado Lorca et al., 2015

La AIE reconoció que la producción de petróleo convencional ha tenido dos picos, uno pasado los años 1970, después pudo recuperarse con la explotación de un número de pozos elevados y se produjo el pico definitivo en 2006 (Peinado Lorca et al., 2015), pero para ese año el *fracking* empezaba a comercializarse y se pudo evitar una fuerte disminución de la producción.

<sup>2</sup> Btu es una unidad de energía estadounidense que equivale a 0,25 Kcal.

### 3.4 Yacimientos convencionales y no convencionales

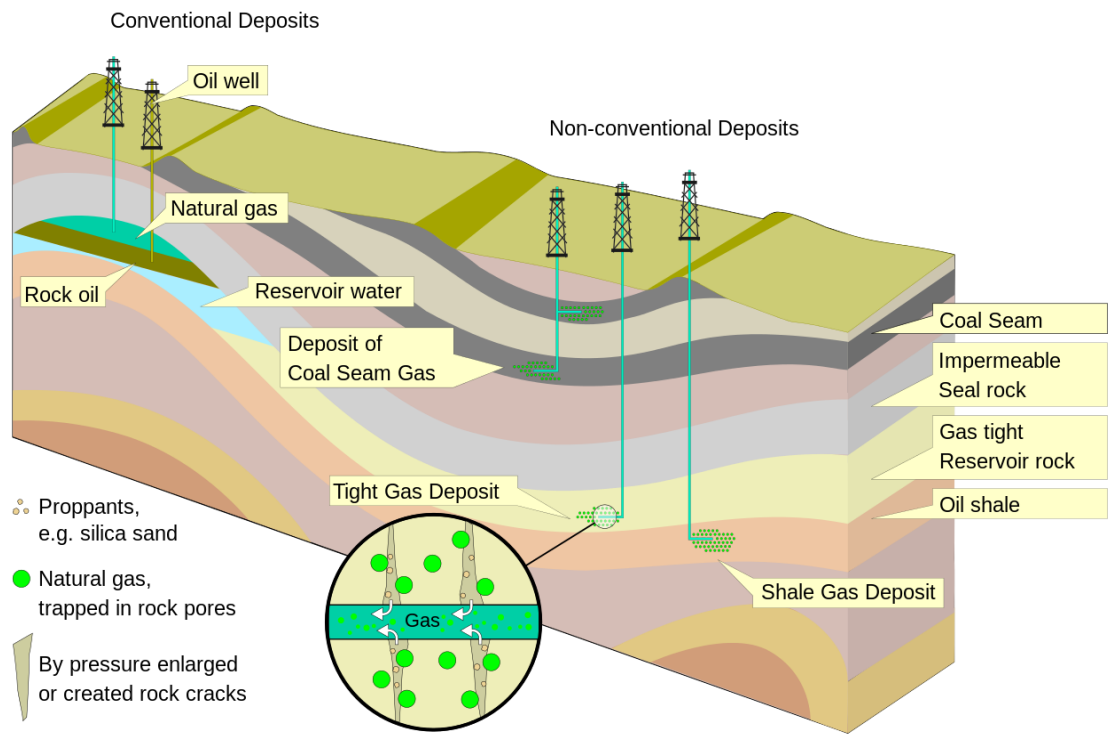
Las formaciones en las que se genera el hidrocarburo (gas o petróleo) se denomina **roca madre** y puede dar lugar tanto a yacimientos de hidrocarburos convencionales como no convencionales.

En un **yacimiento convencional**, el hidrocarburo debe migrar desde la **roca madre** donde se ha generado por acumulación de materia orgánica durante largos periodos de tiempo hasta una **roca almacén**, caracterizada por ser una **formación porosa y permeable, es decir, con facilidad para la circulación de gas o petróleo**. Además, debe haber una **barrera impermeable que posibilite el confinamiento del hidrocarburo** y que este se encuentre almacenado en una zona determinada (Cooper et al., 2016).

En los **yacimientos no convencionales** no ocurre eso, ya que se trata de **formaciones con poca porosidad y muy poco permeables**. Con estas condiciones hace que el hidrocarburo se encuentre **disperso en varios lugares** y no confinados en lugares localizados como ocurría con los yacimientos convencionales. Por lo tanto, para poder llevar a cabo su extracción es necesario emplear técnicas muy agresivas. En este tipo de yacimientos las explotaciones son mucho más costosas y los niveles de producción son mucho menores que en las formaciones convencionales. Como la **permeabilidad de las rocas donde se encuentran los hidrocarburos es muy baja, estos se encuentran atrapados y no pueden fluir, ya que los poros no se encuentran conectados**. Debido a esto, es necesario **romper la roca** para poder liberar los hidrocarburos mediante **el fracking** (Cooper et al., 2016).

En la **figura 3.4** se muestra la diferencia que hay entre los dos tipos de yacimientos. En el **yacimiento convencional** la extracción se realiza de manera sencilla, solo hay que llegar a la **roca almacén donde se encuentra la mayor parte de las reservas**. En los **yacimientos no convencionales** el hidrocarburo se encuentra **disperso** por lo que primero hay que **perforar verticalmente** hasta llegar al nivel donde se encuentran los hidrocarburos para **después perforar horizontalmente** y tener un rango amplio de donde están los hidrocarburos, y **por último hay que fracturar las rocas para conectar los poros mediante el fracking**, esta técnica se verá con detalle *capítulo 4*.





**Figura 3.4.** Diferencia entre yacimiento convencional y no convencional. Fuente: Jackson et al., 2014

En el yacimiento convencional, el fluido circula rápidamente una vez que se encuentra un punto donde fluye el petróleo o el gas. En cambio en el no convencional al tratarse de rocas impermeables, hay que hacer varias extracciones en diferentes puntos, ya que el fluido no fluye de un punto a otro.

Desde el punto de **vista energético** la principal diferencia entre ambos es que en los yacimientos convencionales la extracción de fluido se lleva a cabo de manera sencilla y no es necesario emplear tecnología punta, por lo que la tasa de retorno de energía es mucho mayor que en el caso del yacimiento no convencional, en el cual hay que emplear la tecnología más sofisticada, perforar más profundo y más veces por lo que la tasa de retorno energético disminuye mucho. En los **yacimientos convencionales la TRE (tasa de retorno energética) es de 25:1** (en el pasado se alcanzó 100:1), mientras que en los **no convencionales en la actualidad es de 10:1** en el mejor de los casos (Hall et al., 2014; Hughes., 2013).

Las principales diferencias entre la cantidad y calidad de cada tipo de yacimiento son las que se indican a continuación.

**Yacimiento convencional:**

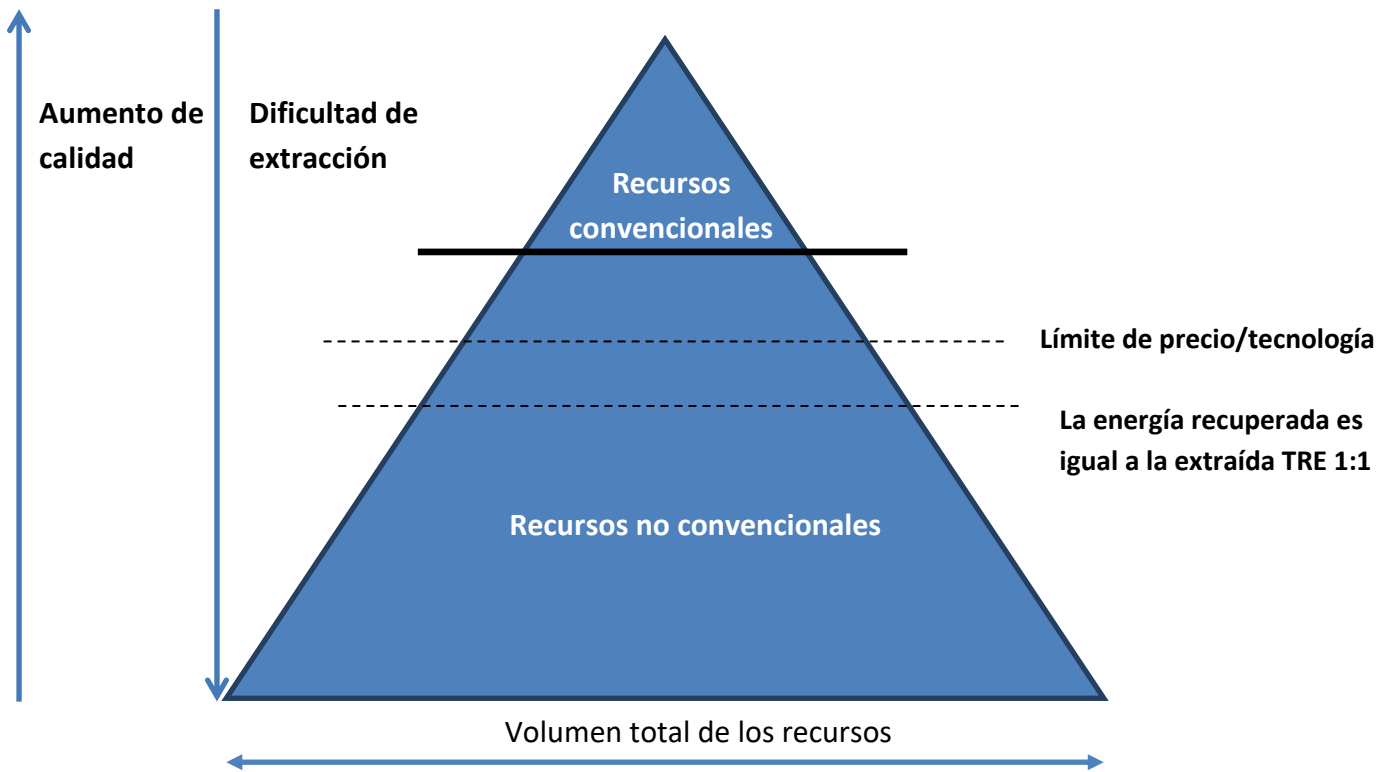
- Sus **reservas** son bastante **limitadas** por lo que solo pueden ser explotadas durante un periodo de tiempo bajo.
- La **calidad de la energía es alta**, por lo que energéticamente es mejor explotar este tipo de pozos.
- Su desarrollo **no requiere el uso de tecnología punta**, por lo que se requiere menos energía para la extracción de gas o petróleo.

**Yacimiento no convencional:**

- Se asocian a una **gran cantidad de recursos** de hidrocarburos, por lo que pueden ser explotados durante varias décadas.
- Su **calidad es inferior** a la de los yacimientos convencionales y disminuye mucho a medida que se perfora a mayores profundidades.
- Su **desarrollo requiere el uso de tecnología punta**, por lo que se va a requerir más energía para la extracción del gas o petróleo.

### 3.5 Pirámide de recursos

En la siguiente figura se representa gráficamente las principales diferencias entre los recursos convencionales y los no convencionales.



**Figura 3.5** Pirámide de recursos energéticos. Adaptación propia a partir de los datos de (Hughes, 2013; Mikael Höök, 2013)

A medida que los recursos se aproximan a la base de la pirámide el volumen de los recursos aumentan, la calidad disminuye y los hidrocarburos se encuentran más dispersos. Todo esto produce que la energía necesaria para poder extraerlos también aumente y por lo tanto su TRE disminuya.

La línea discontinua superior representa el límite de extracción en la actualidad, es decir, los recursos que se pueden extraer con la tecnología actual. Es probable que en un futuro esa línea pueda desplazarse hacia la base de la pirámide.

La segunda línea discontinua representa el límite de recurso que se pueden recuperar, ya **que por mucho que mejore la tecnología va a ver un momento en el que costará más extraer la energía que lo que posteriormente se obtendrá de estos recursos.**

En el próximo apartado se abordarán los diferentes tipos de hidrocarburos no convencionales. La mayoría están en fase de investigación y no convencen en cuanto a su TRE y coste económico (Robert B. Jackson et al., 2014).

### 3.6 Hidrocarburos no convencionales

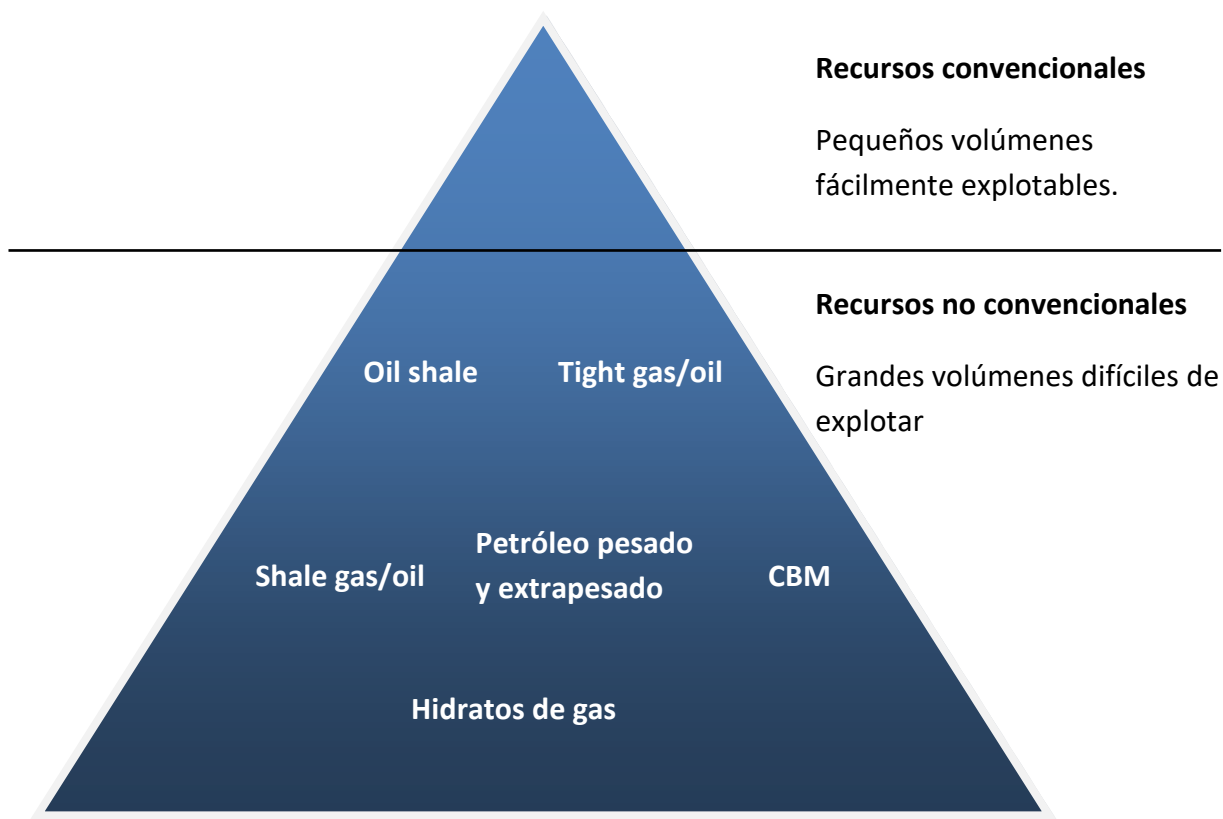
Desde el punto de vista de la disponibilidad, los hidrocarburos se pueden clasificar en **convencionales y no convencionales**. Los hidrocarburos no convencionales se denominan así porque se emplean nuevas técnicas para llevar a cabo su extracción.

Los hidrocarburos no convencionales se clasifican en:

- **Hidratos de gas**
- Metano asociado a las capas de carbón (**CMB Coal Bed Methane**)
- Arenas bituminosas (**oil shale**)
- Gas y petróleo de lutitas (**shale gas, shale oil**)
- Gas y petróleo en arenas compactas (**tight gas, tight oil**)
- **Crudo pesado y extrapesado**

De los anteriormente indicados, los que se están explotando comercialmente en la actualidad son: *shale gas, shale oil, tight gas, tight oil y oil shale* en menor medida, todos ellos mediante el *fracking*. El crudo pesado solo se comercializa en Venezuela y en menor medida en Canadá (Peinado Lorca et al., 2015; Suárez & Martínez, 2014).

En la siguiente imagen se aprecia la **pirámide de recursos no convencionales**:



**Figura 3.6** Pirámide de recursos no convencionales. Elaboración propia a partir de (Suárez & Martínez, 2014; Peinado Lorca et al., 2015)

Los recursos que se encuentran en la base de la pirámide son los que requieren de unas técnicas de extracción más complejas, con un coste económico y ambiental muy elevado.

Los recursos más explotados son el *tight gas/oil* y *shale gas/oil*, incluso más que *oil shale*. Como se verá a continuación, esto se debe a que el *oil shale* no contiene en sí en petróleo, sino que hay que realizar un proceso para poder transformar el querógeno en petróleo, lo que supone un elevado coste económico y energético. Por ello, la industria prefiere extraer otro tipo de recurso que contenga petróleo o gas directamente.

### 3.6.1 Hidratos de gas

El hidrato de gas es un sólido cristalino (similar en apariencia al hielo), está formado por moléculas de gas (generalmente metano) rodeado por una malla de moléculas de agua (Robert B. Jackson et al., 2014).

Los **hidratos de gas se forman** cuando el **gas metano que procede de la descomposición orgánica entra en contacto con el agua en condiciones de baja temperatura y alta presión**. Dichas condiciones solo se producen a grandes profundidades.

Se ha detectado la presencia de hidratos de gas en dos tipos de ambientes: bajo el hielo del Ártico y en sedimentos marinos en los márgenes continentales.

Los hidratos de gas tienen un **potencial energético elevado**. Además, según un informe publicado por el departamento de energía de Estados Unidos estiman que los **recursos de hidratos de gas son el doble que los conocidos de carbón en todo el mundo**. Los países con mayores reservas de este hidrocarburo son: Estados Unidos, Alaska, Canadá y en aguas marinas de Japón, India y China (Suárez & Martínez, 2014).

El problema es que la extracción de los hidratos de gas es muy compleja debido a que se encuentran a **elevadas profundidades** y, además, llevarlas a cabo supone un **enorme impacto ambiental** si la extracción no sale a la perfección. Por este motivo aún no se ha llevado a cabo la explotación comercial de los hidratos de gas. En la actualidad, están siendo explotados en yacimientos experimentales de Alaska, Siberia, Canadá y Japón.

Japón lleva investigándolos más de 10 años con una inversión de más de 700 millones de dólares y han obtenido una insignificante producción, han extraído una cantidad de hidratos de metanos que en el mercado actual equivale a 50.000 dólares, es decir, unas enormes pérdidas si se compara con la investigación que están llevando a cabo (Nelder, 2015).

Su extracción está asociada a riesgos geológicos submarinos y al estar formado en su mayoría por metano supone un enorme impacto ambiental, ya que el metano es un gas altamente perjudicial para el cambio climático. Además, las técnicas empleadas para su extracción podrían producir tsunamis (Nelder, 2015).

### 3.6.2 Gas metano de carbón (CBM)

Se trata del gas con un **alto contenido en metano** y formado por otros compuestos como propano, butano y dióxido de carbono. La materia orgánica queda sepultada durante millones de años y es expuesta a elevadas temperaturas y presiones. La roca madre y la roca almacén son las mismas.

Para llevar a cabo su extracción se emplean técnicas de perforación similares a la de los hidrocarburos convencionales, aunque a veces los yacimientos son más complejos y habría que emplear la técnica del *fracking*.

Actualmente se está produciendo en pequeñas cantidades Estados Unidos y Canadá. Los recursos de este tipo de hidrocarburo se encuentran principalmente en Canadá, China, Estados Unidos y Rusia (Heinberg & Peinado Lorca, 2014).

### 3.6.3 Arenas bituminosas (*oil shale*)

Las **arenas bituminosas también conocidas como arenas asfálticas** están formadas por una mezcla de arcilla, arena, agua y bitumen. **El bitumen es materia orgánica formada por una mezcla de líquidos orgánicos altamente viscosos.**

Para poder ser tratado por la industria petrolífera, **el bitumen necesita ser tratado** desde el mismo momento de su bombeo, ya que es demasiado viscoso para fluir. El tratamiento consiste en realizar una ruptura molecular similar a la que sufre el petróleo convencional antes de ser sometido a los procesos de refinado.

Cuando se habla de ***shale oil*** se está hablando de **petróleo asociado a lutitas** y no del petróleo obtenido de esquistos o pizarras. Mientras que el término ***oil shale*** se refiere a toda roca de la cual se puede obtener ***shale oil***, aunque **tenga que pasar por complicados procesos hasta obtener el petróleo deseado** (Peinado Lorca et al., 2015; Luca Ferrari, 2013).

Cualquier tipo de roca sedimentaria o metamórfica de grano fino rica en materia orgánica y que contenga querógeno es una roca bituminosa (*oil shale* en inglés). Contiene querógeno porque no ha sido sometida a temperaturas y presiones suficientemente elevadas como para transformarse en petróleo. **A partir del querógeno se puede obtener petróleo mediante procesos económicos y ambientales muy costosos.** Este proceso consiste en someter al querógeno a elevadas temperaturas y sin poder entrar en contacto con el oxígeno durante un largo tiempo (Peinado Lorca et al., 2015; Luca Ferrari, 2013).

Debido a que es necesario varios procesos de aportación de energía y agua la TRE es baja (5:1) (Hughes, 2013).

Las rocas más frecuentes con este tipo de características son las pizarras y esquistos bituminosos.

Canadá tiene una gran cantidad de este recurso, pero el 80% de total no son recuperables con las técnicas actuales. También otros países como Estados Unidos, Venezuela y Rusia cuentan con importantes reservas. **En Canadá la producción del petróleo convencional lleva decreciendo varios años, por ello han impulsado la extracción de este tipo de hidrocarburos, llegando a representar la mitad de la producción del crudo canadiense** (Suárez & Martinez, 2014).

Estados Unidos tiene grandes cantidades de este recurso en Green River de Utah, Colorado y Wyoming. (Diny, 2013). Pero con el paso del tiempo se ha demostrado que las grandes cantidades de *oil shale* que hay en Green River no son recuperables con la tecnología actual.

Otro gran problema que tiene este hidrocarburo es que genera un **elevado impacto ambiental**, el **petróleo de arenas bituminosas genera tres veces más emisiones de dióxido de carbono que el petróleo convencional** (Bramley, 2005).

#### **3.6.4 Crudo pesado y extrapesado.**

**El 90% del petróleo pesado y extrapesado se encuentra en la franja venezolana del Orinoco** (Wykes, 2015).

Tiene una composición similar a la del petróleo bituminoso, pero un poco más ligeros, lo que hace más fácil su extracción y refinado. Las dificultades de su extracción dependen del lugar donde se encuentren. Por ejemplo, en Venezuela fluye mucho mejor (el interior del yacimiento se encuentra alrededor de 55°C), mientras que en Canadá fluye mucho peor (alrededor de 11°C).

Las técnicas que se utilizan son de inyección de vapor: se calienta el petróleo en el yacimiento y así se reduce la viscosidad aún más para facilitar la salida al exterior.

Principalmente se comercializa en Venezuela y en menor medida en Canadá.



### 3.6.5 *Tight gas y Tight oil*

Se define como el gas o petróleo encontrado en **areniscas o calizas de baja porosidad y permeabilidad**. Debido a estas condiciones se necesitan técnicas de altos costes de explotación.

**No son rocas madres**, por lo que el hidrocarburo no se ha generado en ellas. Se diferencian de las lutitas (*shale gas*) en que estas últimas si son rocas madres que dieron origen a los hidrocarburos, liberaron parte de ellos y la otra parte quedo en la misma roca madre (Peinado Lorca et al., 2015).

Para la extracción de este tipo de recursos se emplea técnicas como las fracturación hidráulica y multipozos. Para la producción de estos yacimientos es esencial **localizar los puntos dulces** (puntos donde abundan las **fracturas naturales**). La **orientación, densidad y distribución de estas fracturas son claves para determinar los puntos de extracción del hidrocarburo** (Wykes, 2015).

### 3.6.6 *Shale gas y Shale oil*

Son hidrocarburos que se encuentran almacenados en lutitas, que son rocas sedimentarias de grano fino, ricas en materia orgánica y con baja porosidad y permeabilidad. Este tipo de recursos son los que han experimentado un mayor auge en los últimos años.

Las **reservas** asociadas a este tipo de yacimientos son **muy importantes**. En este trabajo se abordará la **extracción de este tipo de recursos junto con los de *tigh gas/oil*** ya que son los que hacen que la producción de gas y petróleo se mantenga constante.

**Los esquistos son deformaciones metamórficas de las lutitas. Por lo tanto, no todas las lutitas son esquistos.** <sup>2</sup>

Las **lutitas** ricas en materia orgánica se forman bajo dos condiciones: **altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno**. Este tipo de rocas son muy poco permeables, imposibilitando que los hidrocarburos generados en la roca madre fluyan por sí solos, haciendo necesario emplear la fracturación hidráulica para llevar a cabo su extracción.

<sup>3</sup> Según Luca Ferrari, geólogo, Doctor en ciencias de la Tierra e investigador del Centro de Geociencias de la Universidad de México, la traducción al español del término shale es lutitas, no hay que confundirlo con los esquistos.

Las lutitas son rocas de grano fino, el 60% de la corteza terrestre está formado por este tipo de minerales (Tom Alexander, Jason Baihly, Schlumberger, 2011).

**La producción de los pozos de lutitas disminuye entre un 80% y 95% durante los primeros 36 meses tras la perforación.** La producción de gas de lutitas supone un 40% de la producción total de Estados Unidos (Robert B. Jackson et al., 2014).



# Capítulo 4

## Fracking

4.1 Introducción

4.2 Aspectos técnicos

4.3 Legislación de los hidrocarburos no convencionales

4.4 Origen del *fracking*

4.5 Descripción de la técnica

4.6 Composición del fluido empleado en la fracturación hidráulica

4.6 Despliegue logístico en un yacimiento que emplea el *fracking*

4.7 Situación en el resto de países



## 4.1 Introducción

En la década de los noventa se hizo económicamente viable una nueva técnica de extracción de gas natural y petróleo, el *fracking*, técnica mediante la cual se provocan grietas en rocas ricas en hidrocarburos como las lutitas, que se encuentran a grandes profundidades. La **técnica consiste en perforar de forma vertical, seguido por una perforación horizontal y por último se realiza la fracturación hidráulica** inyectando agua, arena y compuestos químicos a elevada presión para provocar fracturas y que el hidrocarburo pueda fluir hacia la superficie, para su posterior comercialización.

El **principal problema** de esta técnica es que **es muy agresiva** causando elevados impactos ambientales, produce seísmos, contaminación de las aguas acuíferas, problemas de salud a la población...

El origen del *fracking* tiene varias etapas, desde el 1949 cuando empieza a surgir el concepto tal y como se conoce hoy, hasta la actualidad. **Tanto el origen y el desarrollo de los avances del *fracking* tienen lugar en Estados Unidos**, por lo que cuando se describa en este capítulo todos los sucesos ocurridos están referidos a Estados Unidos, ya que el resto de países que utilizan esta técnica la copiaron de allí.

Este capítulo se centrará en describir la técnica de *fracking* de manera detallada y explicar los aspectos más técnicos, se explicará los sucesos más importantes de su historia, y se analizará la composición del fluido que se inyecta en el subsuelo para provocar la fracturación hidráulica.

## 4.2 Aspectos técnicos.

El tecnicismo en inglés, *fracking*, es un concepto que engloba diferentes etapas: **perforación vertical, seguida de una perforación horizontal y fracturación hidráulica** a través de la inyección de un fluido enfocado a la extracción de hidrocarburos en las formaciones de lutitas. En español no existe un término que englobe estas tres etapas, se ha optado por denominarlo fracturación hidráulica, aunque realmente esta se da en la última etapa del *fracking* (Cooley & Donnelly, 2014).

Por esto, la **fracturación hidráulica y el *fracking* no es realmente lo mismo**, pero al no existir un concepto tan completo como el *fracking*, los **expertos castellanoparlantes en este ámbito no hacen distinción entre ambos términos**. En este trabajo no se hará distinción alguna entre ambos términos.

La técnica de extracción de petróleo y gas no convencional se denomina fractura hidráulica: fracturación porque rompe los minerales que contienen los hidrocarburos e hidráulica porque el fluido que se emplea está formado en su mayoría por agua a elevadas presiones.

### 4.3 Legislación de los hidrocarburos no convencionales

En este apartado se va a analizar la situación de la legislación aplicable a la actividad de exploración y explotación de gas no convencional.

Primero se abordará la legislación de Estados Unidos, país referente en este tipo de actividades para conocer con más detalle la causa por la que se emplea tanto esta técnica allí, cuando en otros países está incluso prohibida (por ejemplo, en Francia).

Después se abordará la legislación que hay en la Unión Europea, ya que la disminución de la extracción de gas convencional ha suscitado el interés de muchos países para desarrollar esta técnica y poder extraer hidrocarburos no convencionales con el fin de no tener tanta dependencia energética del exterior. En la Unión Europea el tema es muy complejo ya que hay algunos países que han prohibido el *fracking* completamente y otros están empezando seriamente a replantearse emplear esta técnica. En Reino Unido se está produciendo la extracción de gas no convencional, pero a niveles muchos más bajos que en Estados Unidos.

#### 4.3.1 Estados Unidos

Las leyes que se aplican en Estados Unidos para el gas no convencional es una mezcla de leyes federales, estatales, regionales y locales.

La mayoría de las **normas federales regulan aspectos ambientales concretos**. Por ejemplo, el Acta de Agua Limpia regula los derrames de agua que se emplea en la perforación, incluyendo todos los usos y el tratamiento del mismo una vez que el fluido este de vuelta a la superficie. El Acta de Aire Limpio limita las emisiones de la maquinaria que se utiliza, equipos para el progreso de gas, y todas las asociadas al proceso de perforación y producción (Rabe & Borick, 2013).

En 2005, se produce el mayor empuje a esta industria. El 8 de agosto de ese año, el presidente de Estados Unidos, George W. Bush, promulgo la ***Energy Policy Act of 2005 (Ley de Política Energética)***, la norma con la que se **dio vía libre a la extracción de hidrocarburos a través de la fracturación hidráulica**.

Estados Unidos eximió a las empresas petroleras de las duras normas medioambientales. Uno de los principales responsables de esta norma fue el

vicepresidente Dick Cheney, que anteriormente había sido presidente de la ejecutiva de la petrolera Halliburton (Rabe & Borick, 2013). Por ello, los medios de comunicación denominaron esta ley como la ley “Halliburton”.

La ley de política energética 2005 eximía a la fracturación hidráulica y perforación de petróleo y gas de ciertos aspectos de la Ley de Agua Potable de 1974 y la Ley de Agua Limpia de 1972. Por lo que dicha ley redujo significativamente la supervisión federal de las operaciones de perforación y fractura hidráulica (Rabe & Borick, 2013).

Por otro lado, los estados suelen tener desarrollado su propio sistema de reglamentación que, en la mayoría de los casos, es más estricta que las leyes federales de las que derivan. Hay que destacar que en **Estados Unidos**, y a diferencia de otros muchos países, los **recursos minerales pueden ser poseídos no solo por el Estado o el Gobierno Federal sino por personas físicas** que además pueden no coincidir con el propietario del subsuelo donde se encuentran los minerales (esto se debe a que muchas personas cuando compraron una propiedad estaban comprando la posesión de la superficie y no del subsuelo). Además, si el propietario del subsuelo quiere explotar sus recursos, el propietario del terreno suprayacente no puede negarse, a cambio recibe una compensación económica (Wood *et al*, 2011).

A nivel estatal los principales propietarios del terreno son: el Servicio Forestal (*US Forest Service*) y el Servicio de Parques Nacionales (*USNPS o US National Parks Service*). Estos organismos pueden restringir la explotación de recursos cuando el valor ambiental de la superficie se considera de un orden superior al valor de la riqueza de los minerales (Cooper *et al.*, 2016).

Los Estados pueden regular aspectos como la inyección del fluido que se emplea para llevar a cabo la fracturación hidráulica, controlar la ubicación de las instalaciones y son los que se encargan del registro de incidentes que se puedan producir como consecuencia de la actividad del *fracking*.

Normalmente la **protección ambiental** suele ser **competencia de la Agencia de Proyección Ambiental (EPA: *Environmental Protection Agency*)**, que es la que se encarga de realizar el análisis de los depósitos de agua potable que se encuentran cercanos a las actividades de explotación de recursos para determinar los posibles productos químicos y tóxicos que surgen como consecuencia del proceso de fracturamiento hidráulico, para alertar a la población, realizar sanciones a la empresa correspondiente y notificarlo públicamente con el fin de evitar estos incidentes en el futuro (Wood *et al*, 2011).

### 4.3.2 Unión Europea

En Europa, el desarrollo de los recursos no convencionales puede situarse en una fase inicial. Algunos países solo han dado licencias para la investigación y exploración de los recursos para estimar el potencial del mismo, así como el posible impacto ambiental al medio ambiente y a las personas.

También hay algunos países como Francia que han prohibido cualquier tipo de actividad relacionada con el *fracking*, ya que consideran que el impacto generado es mucho mayor que los posibles beneficios de los hidrocarburos, como puede ser una menor dependencia energética del exterior.

En Europa hay muchas leyes para la protección del medio ambiente desde hace varios años, a continuación se nombran las más importantes:

#### Legislación en materia de aguas:

- Directiva 2000/60/CE Por la que se establece un marco de actuación en el ámbito de la política de aguas.
- Directiva 2006/118/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro.

#### Legislación en materia de químicos:

- Reglamento (CE) nº 1907/2006 relativo al registro, evaluación, autorización y restricción de las sustancias y preparados químicos.
- Directiva 98/8/CE relativa a la comercialización de biocidas.

#### Legislación sobre protección del medio ambiente

- Directiva 85/337/CEE del consejo, de 27 junio de 1985, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Directiva 2001/42/CE relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en medio ambiente, denominada Directiva EAE sobre “Evaluación Ambiental Estratégica”.

Cada una de las normas anteriores regula aspectos concretos del medio ambiente, lo que suponía un gran avance hacia elaborar una legislación de la fracturación hidráulica en Europa. A partir de 2012 los organismos en materia de medio ambiente de la Unión Europea establecieron crear una legislación, pero finalmente no sucedió así.



En 2014 la Comisión Europea renunció a legislar sobre la extracción de gas y petróleo no convencional mediante el *fracking* debido a la discrepancia que había entre sus países miembros. La Comisión Europea emitió en 2014 un comunicado donde establecía una serie de **recomendaciones** para los países que decidieran explotar los recursos no convencionales mediante el *fracking*.

A continuación se resumen las principales recomendaciones a los Estados miembros sacadas de la Comisión Europea de 2014/70/UE, relativa a unos principios mínimos para la exploración y producción de hidrocarburos utilizando la fracturación hidráulica.

- Realizar una **evaluación ambiental estratégica antes de autorizar actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos** en las que se prevea aplicar fracturación hidráulica con el objetivo de prevenir, gestionar y reducir los impactos.
- **Realizar evaluaciones y una caracterización de riesgos específicos, tanto en relación con el subsuelo como con la superficie**, para determinar si una zona es idónea para la exploración y producción de los hidrocarburos, para ello deben indicarse los riesgos de las vías de exposición subterráneas, como fracturas inducidas, fallas existentes o pozos abandonados.
- Realizar **un informe de la situación de referencia** (en relación, por ejemplo, con el aire, el agua, la sismicidad, etc.) que sirva de comparación en el **seguimiento** posterior o en caso de que se produzca un incidente poder compararlo, para ver la magnitud del incidente.
- **Informar a la población sobre la composición del fluido utilizado para la fracturación hidráulica en cada pozo**, así como la composición del agua. Esto es necesario para que las autoridades y la sociedad en general disponga de información sobre posibles riesgos potenciales y su origen.
- Que el **pozo este convenientemente aislado** de las formaciones geológicas en los alrededores, en particular para evitar la contaminación de las aguas subterráneas.
- **Minimizar la combustión controlada de gases** y que el gas se capture para uso posterior, esto es necesario para minimizar los efectos negativos de las emisiones sobre el clima y sobre la calidad del aire.

En resumen, el comunicado establecía que **corresponde a los estados miembros decidir sobre su combinación energética en cuento a la necesidad de preservar y mejorar la calidad del medio ambiente.** Son, pues, los estados miembros los que deben decidir si quieren proceder a la explotación y producción de hidrocarburos no convencionales. No obstante, los que así lo **decidan tendrán que asegurarse antes de que existan las condiciones adecuadas.** Para ello tendrán que adoptar las medidas necesarias para prevenir, gestionar y reducir los riesgos asociados a tales actividades.

Por ello, no resulta apropiado afirmar que existe un marco regulatorio aplicable al *fracking* en la Unión Europea.

#### 4.4 Origen del *fracking*

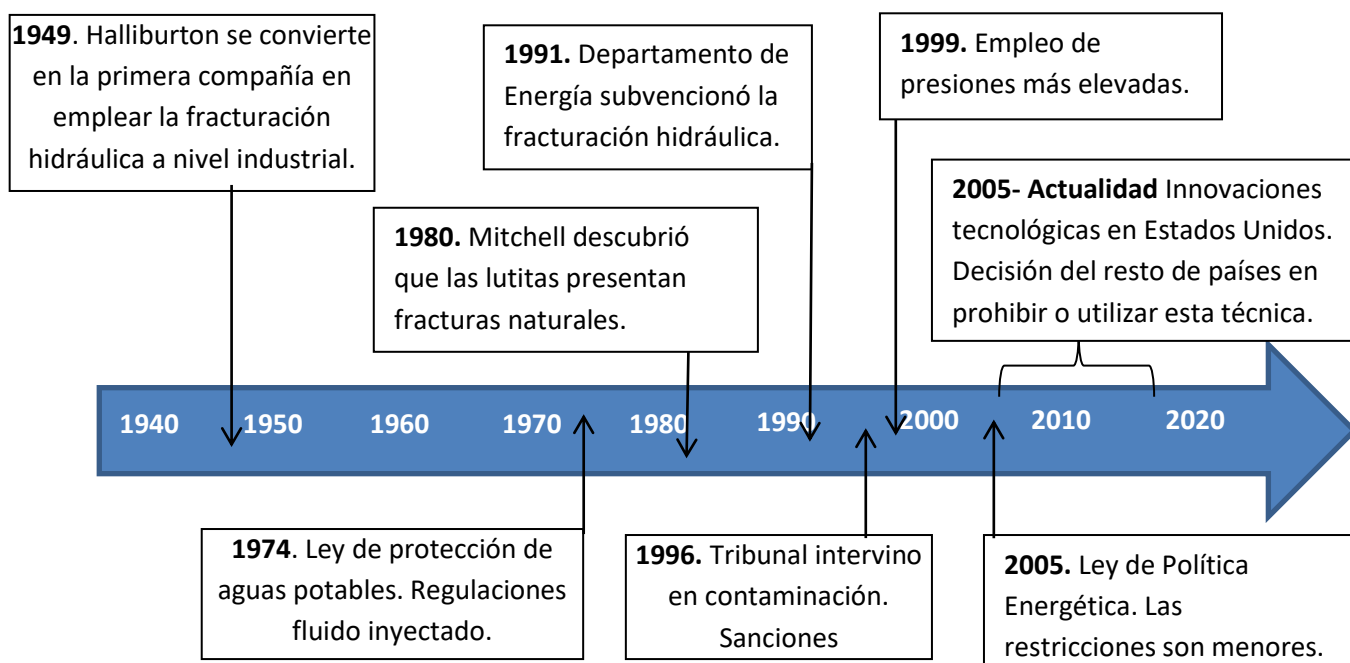
La idea de fracturar la roca para liberar los hidrocarburos que se encontraban en su interior empezó casi con el comienzo de la industria del petróleo. En 1886, el coronel Edward Roberts emitió una patente que consistía en hacer bajar un cilindro de hierro lleno de pólvora por el interior del pozo y hacerlo explotar. El experimento fue probado por primera vez en Pensilvania, no tuvo mucho éxito, pero fue un comienzo (Watson, 1910).

Durante los años posteriores se siguió investigando y desarrollando esta técnica introduciendo nuevos componentes químicos, pero sin mucho éxito.

El primer experimento para estimular un pozo tuvo lugar en Kansas, en 1947. Se inyectaron cinco mil litros de napalm con un gel rompedor para estimular las rocas de caliza con gas a 800 metros de profundidad. El rendimiento de productividad seguía siendo muy bajo (Howard y Fast, 1970).

Esto eran las ideas iniciales, pero la tecnología empleada y las elevadas presiones a las que tienen que ser sometida los campos no tienen nada que ver con las que se emplearon a partir del 1999. El primer suceso que realmente se ajusta más con la técnica que se emplea en la actualidad tuvo lugar en **1949** y fue desarrollándose durante los siguientes años hasta llegar a la actualidad.

En la *figura 4.1* se muestran los acontecimientos más relevantes de la evolución que ha seguido la fracturación hidráulica desde el 1949, cuando aparecen los primeros sucesos que más tarde darán lugar al *fracking*.



**Figura 4.1** Evolución del origen del *fracking*. Elaboración propia a partir de diversas fuentes indicadas en la siguiente página.

- En 1949 Halliburton se convierte en la primera compañía en emplear la fractura hidráulica de gas a nivel industrial. Empleando presiones mucho menores que en la actualidad (Montgomery y Smith, 2010).
- En 1947 el Congreso aprueba la Ley de Protección de Agua Potable con el fin de proteger los recursos hídricos subterráneos. Esta Ley consistía en la regulación y prohibición de los fluidos inyectados (Wilson, 2010).
- En la década de los 80, George Mitchell, de la compañía Devon Energy, realizó un estudio en profundidad de las lutitas y descubrió que estas presentan fracturas naturales. Algunas lutitas tenían más grietas que otras. Si se conseguía aplicar la fractura hidráulica a las más agrietadas, el hidrocarburo podría fluir más fácilmente entre ellas y facilitar su extracción.
- En 1991 el Departamento de Energía subvencionó a la compañía Mitchell Energy para realizar las primeras pruebas de fracturación hidráulica en el yacimiento Barnett Shale.
- En 1996 se produjo la contaminación de varios acuíferos y pozos en Alabama. El Tribunal sentenció que los pozos perforados no cumplían los requisitos de la Ley de Aguas Potables, La sentencia supuso un golpe duro para la industria petrolera (Wilson, 2010).
- En 1999 se emplean presiones muchos mayores que hasta la época en Barnett Shale, lo que permitió extraer pequeñas cantidades de gas hasta entonces inaccesibles (Martineau, 2007).
- Durante los siguientes años las compañías petroleras se dedicaron a añadir aditivos para mejorar la extracción, incluyendo arenas y productos químicos tóxicos, cuyo composición ha sido una incógnita en los últimos años debido a la modificación de Ley Federal de Protección de Aguas Potables de 1974 introducida en **la Ley de Políticas Energética de 2005, que eximía a los operadores de la obligación de registrar la composición química de cualquier producto que afectara a los recursos hídricos**, como se vio en el apartado de legislación (Wood *et al*, 2011).

- En 2007 se crearon plataformas multipozos que permitieron agrupar hasta 16 pozos en la misma plataforma de explotación, lo que permitió aumentar la producción y sobre todo reducir los costos al concentrar todas las instalaciones y materiales en un punto.

A partir de ese año hubo países que como Estados Unidos o Canadá, se centraron en desarrollar la tecnología existente pese a los grandes problemas ambientales. Las grandes cantidades de agua que son necesaria en la fase de perforación, los agentes químicos empleados, los seísmos producidos y las filtraciones de contaminantes a las agua subterráneas son los puntos más problemáticos que presenta esta técnica tan agresiva (Browning J, Tinker SW, 2012). Otros países decidieron prohibir el *fracking* por completo en su territorio o iniciarse en esta técnica. Por ejemplo:

- En julio 2011, a la vista de todos los incidentes relacionados con el *fracking* Francia aprobó una Ley por la cual se prohibía el empleo del *fracking* en su territorio. Su objetivo principal era la protección de los acuíferos y de la población.
- En 2012 el gobierno Búlgaro evaluó la explotación de hidrocarburos mediante el *fracking*, pero su impacto ambiental era demasiado arriesgado y su producción era casi una incertidumbre. Por ello, prohibió la extracción de gas y petróleo de lutitas con carácter permanente.

La situación actual del resto de países respecto al *fracking* se verá más adelante.

La producción de gas de lutitas a gran escala se inició en la formación Barnett hace poco más de una década y se extendió rápidamente a otros lugares. En 2004, menos del 10% de los pozos estadounidenses eran horizontales. Hoy en día la cifra supera el 60% (Robert B. Jackson et al., 2014; Peinado Lorca et al., 2015).

#### 4.5 Descripción de la técnica

La fracturación hidráulica ha permitido la extracción de hidrocarburos atrapados en las rocas de baja porosidad y muy poca permeabilidad. Cuanto menores sean la porosidad y la permeabilidad, más complejas y agresivas son las extracciones de los hidrocarburos atrapados en este tipo de rocas. Un punto a favor, es que **las lutitas, son con mucha diferencia, las rocas sedimentarias más abundantes en el planeta**, por lo que hay enormes cantidades de hidrocarburos en ellas (Heinberg, 2014).

Una vez que se ha perforado y las tuberías están dispuestas de forma correcta con su correspondiente aislamiento, el hidrocarburo se extrae por diferencia de presiones. Como en el **interior del tubo la presión es menor que en el interior de la roca, el hidrocarburo tiende a salir hacia la superficie** por el interior del tubo.

Esta técnica está formada por varias etapas que se verán a continuación:

- 4.5.1 Exploración
- 4.5.2 Perforación vertical
- 4.5.3 Perforación horizontal
- 4.5.4 Fractura hidráulica
- 4.5.5 Producción

#### **4.5.1 Exploración**

Lo primero es determinar **parámetros como la temperatura, resistividad eléctrica, propiedades resistentes y elásticas de la roca, velocidad de propagación, densidad y susceptibilidad magnética**. Estos parámetros proporcionan información sobre la forma, el tamaño y profundidad de las grietas (Suárez & Martínez, 2014).

Mediante los métodos de captación de imágenes sísmicas se determinan las dimensiones y las disposiciones de los depósitos de hidrocarburos en el subsuelo. La **búsqueda de los yacimientos petrolíferos consiste en la creación de pequeños temblores** dirigidos al interior de la tierra. Estos temblores se crean mediante pequeñas explosiones y la **onda sísmica** atraviesa las diferentes formaciones geológicas (igual que la luz cuando cambia de medio), **experimentado una refracción** en función de las propiedades de las formaciones. Esta refracción **permite determinar la velocidad de propagación de la onda y está nos indica qué tipo de roca se encuentra en el subsuelo** (Peinado Lorca et al., 2015).

#### **4.5.2 Perforación vertical**

Primero se realiza la **perforación vertical** de varias capas del subsuelo mediante una sonda perforadora, **pudiendo a travesar acuíferos que se encuentran entre la superficie y la capa de lutitas situadas a gran profundidad**. Esta perforación consiste en hacer un agujero mediante una torre de perforación, la cual hace girar una broca en su extremo. La broca se lubrica con un lodo permitiendo su refrigeración, que además ayuda a reforzar las paredes del pozo y transportar los fragmentos de roca hasta la superficie.

La perforación se lleva a cabo durante las 24 horas del día durante varios meses. A medida que se va perforando el pozo se va instalando una protección para evitar posibles fugas denominada encamisado. El **encamisado consiste en un conjunto de tubos fabricados de acero y de diferentes diámetros que se colocan concéntricamente para reforzar el orificio de perforación y minimizar el riesgo de fugas** (Suárez & Martínez, 2014).

### ***Encamisado***

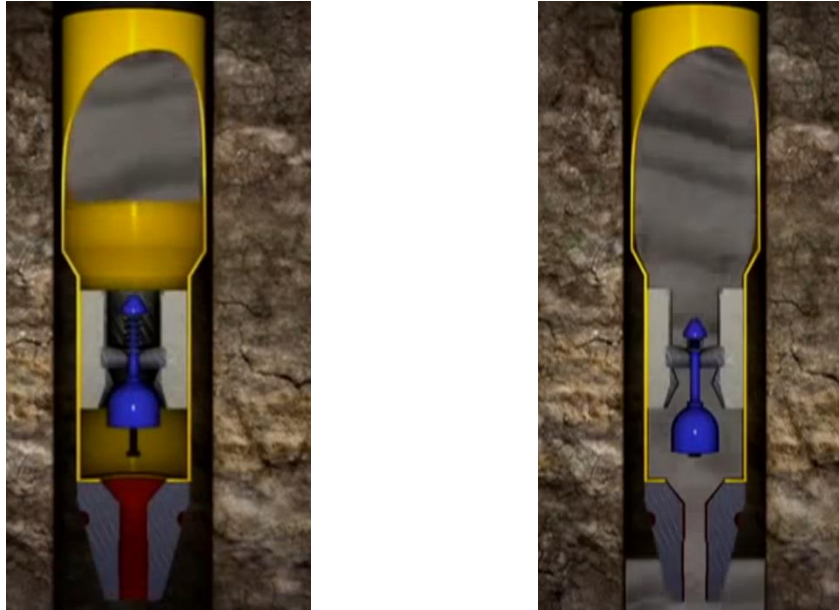
Una vez que se han perforado los 10-20 primeros metros se introduce el **tubo conductor** que sirve para evitar que el terreno desagregado sufra desprendimientos colapsando el orificio realizado.

Se continúa perforando entre 200 y 350 metros y se introduce el **tubo de superficie** que se inserta desde la superficie hasta sobrepasar las capas de acuíferos. Su principal objetivo es aislar los acuíferos del pozo para evitar que se contaminen durante la perforación y extracción de hidrocarburos.

El espacio que hay entre el tubo de superficie y la pared del pozo se cementa para tener otra capa de protección, a medida que la profundidad del pozo aumenta la cementación cada vez es más complicada.

La cementación consiste en bombear cemento por el interior del tubo de superficie hasta que se alcanza el nivel inferior de la perforación.

En la *figura 4.2* se muestra cómo se aplica la capa de cementación. Primero **se inyecta cemento a través de una herramienta denominada conductor**, a medida que el conductor va descendiendo obliga al cemento a situarse en las paredes exteriores del tubo de superficie, debido a la presión que se ejerce. Esto permite que el **hueco entre la pared del pozo y del tubo** quede completamente lleno de cemento y el **interior del tubo sigue siendo hueco para permitir el paso de los hidrocarburos en su extracción** (Peinado Lorca et al., 2015; Suárez & Martínez, 2014).



**Figura 4.2** Aplicación de cemento como revestimiento. Primero el cemento se introduce por el interior del tubo, el conductor ejerce presión sobre él para que al llegar a la parte final de la tubería el cemento se desplace hacia las paredes de la tubería. Fuente: Chesapeake Energy, 2013

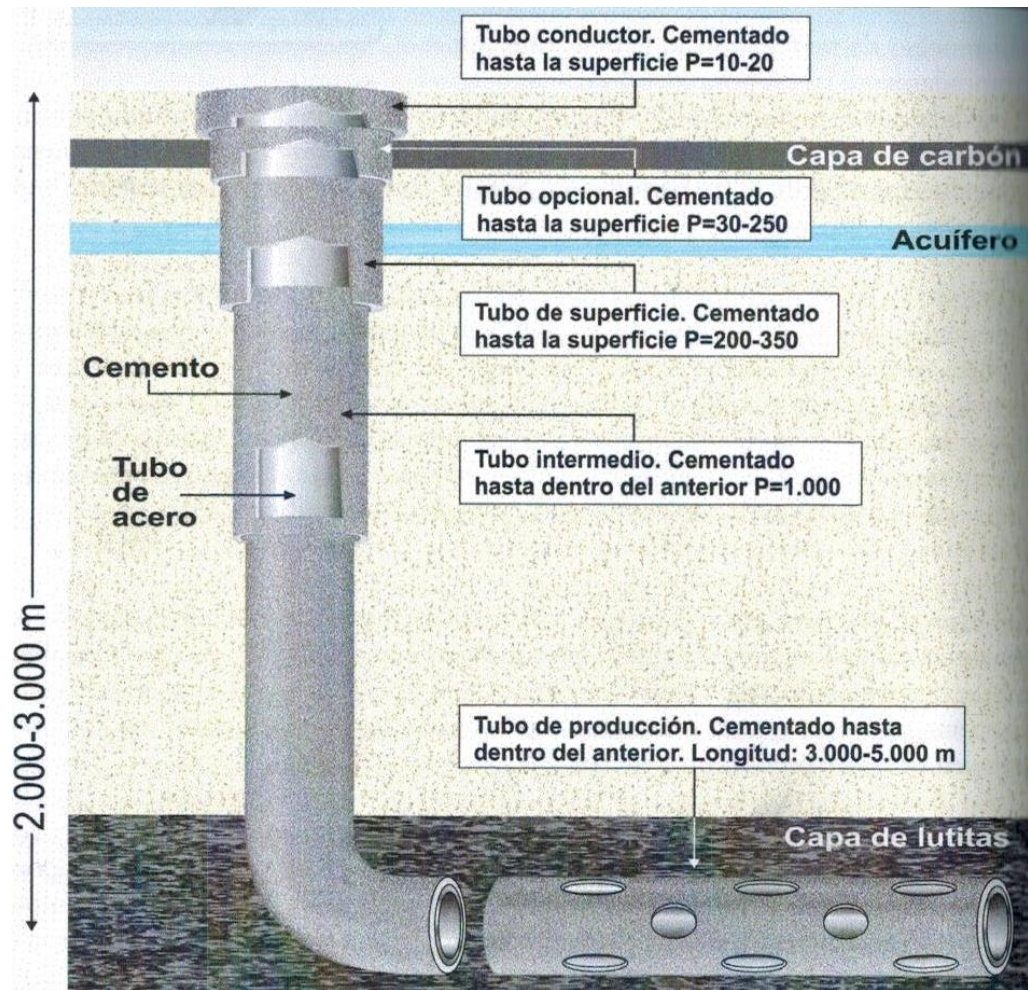
Las cantidades de cemento están perfectamente estudiadas. Una vez que todo el cemento está introducido se bombea agua para que una pequeña parte de cemento aflore a la superficie y así asegurarse que todo el hueco está perfectamente aislado.

Después de dejar el tiempo necesario para que el cemento fragüe, se perfora unos pocos metros más que sirve para comprobar la solidez del cemento. Si el revestimiento realiza su función correctamente se continúa perforando y se introduce el tubo intermedio que sirve para estabilizar los pozos profundos, se trata de una protección similar a la del tubo superficie.

Una vez que se han instalado los tubos de revestimiento, se instala el **tubo de producción**, que es el **más interno de todos**. Por este tubo se extraen los hidrocarburos hacia la superficie.

En la *figura 4.3* se muestra la disposición de las tuberías y de las cementaciones que se ha descrito en este apartado.





**Figura 4.3** Ensamblaje de las tuberías del *fracking*. Fuente: (Peinado Lorca, Universidad de Alcalá, & Cátedra de Medio Ambiente, pág 188, 2015)

El problema es que en Estados Unidos y en la mayoría de países que emplean esta técnica no se exige esta cementación, sino que solo se exige la cementación en el tramo que atraviesa el acuífero, pudiendo muchas empresas prescindir de la cementación completa, ahorrándose costes y tiempo, aumentando los riesgos si se produce una fuga (Jackson *et al*, 2013; Vidic *et al*, 2013).

**Las fugas son la causa del mayor número de incidencias de las explotaciones,** aunque en la mayoría de casos no se informe de ellas (Holloway & Rudd, 2015).

### 4.5.3 Perforación horizontal

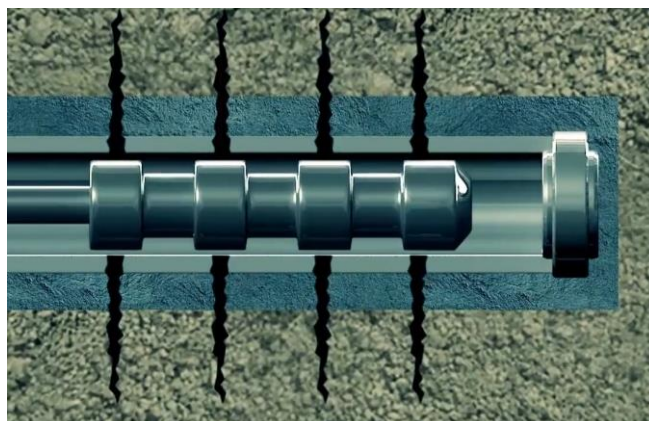
Cuando la **perforación vertical se encuentra a unos 150 metros por encima de las capas de lutitas da comienzo a la perforación horizontal** o dirigida. El extremo de la perforadora traza un codo hasta que penetra en la capa de lutitas y da paso a la perforación horizontal que se extiende durante 3000 metros generalmente.

La perforación horizontal también necesita lodos de refrigeración para que la broca no tenga sobrecalentamiento, para mantener estabilizada y nivelada horizontalmente la broca de perforación y retirar los lodos que se van quedando de la perforación.

Cuando se termina la perforación horizontal se realiza de nuevo el proceso de revestimiento y cementación con una tubería.

### 4.5.4 Fracturación hidráulica

Una vez asegurado el pozo, se baja mediante un cable una herramienta que consiste en un **pequeño cañón para realizar una serie de perforaciones en la tubería y así poner en contacto el pozo con las lutitas**. Este proceso se denomina fracturación hidráulica y consiste en **crear grietas o aumentar las que ya existen**.(Suárez & Martínez, 2014). El tubo horizontal se sectoriza en tramos de 100 metros aproximadamente para facilitar la extracción. Cada intervalo de perforación se aísla de modo que solo un intervalo del pozo se fractura hidráulicamente. En la *figura 4.4* se muestra la forma del cañón.

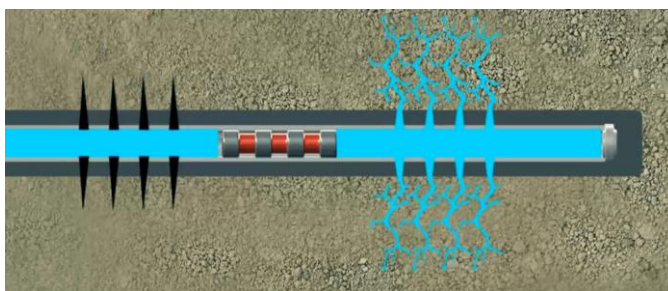


**Figura 4.4** Cañón empleado en la fracturación hidráulica. Este cañón posee varias brocas que permiten realizar varios agujeros de unos pequeños centímetros para poner en contacto el interior del tubo con la formación. Fuente: Instituto Argentino de Gas y Petróleo (Jackson et al., 2014)

A continuación se inyecta un pequeño volumen de agua a modo de prueba, monitorizando en todo momento la presión del pozo y determinando cual es la presión de rotura de la formación. Se limpia la tubería con ácido clorhídrico para eliminar las posibles incrustaciones y reducir la rugosidad, con esto se pretende reducir al máximo las pérdidas de carga por fricción que tienen las tuberías.

Una vez que se han realizado estas microfracturas **se bombea un fluido a elevada presión** (entre 345 y 690 atm, que es una presión equivalente a la que se encuentra bajo el mar a una profundidad entre 5-7 kilómetros) para abrir y extender las pequeñas fracturas iniciales, **creando redes de drenaje artificiales**. Las fracturas se producen de forma perpendicular a la trayectoria del pozo (suelen tener una longitud de 150 centímetros y una anchura de unos pocos milímetros) (Peinado Lorca et al., 2015).

En la *figura 4.5* se observa la fracturación por tramos, hasta que no acaba en el primer tramo (se empieza desde el que se encuentra más alejado del tubo vertical), no se comienza con el segundo.



*Figura 4.5* Fracturación hidráulica por etapas. Fuente: Instituto Argentino de Gas y Petróleo (Jackson et al., 2014)

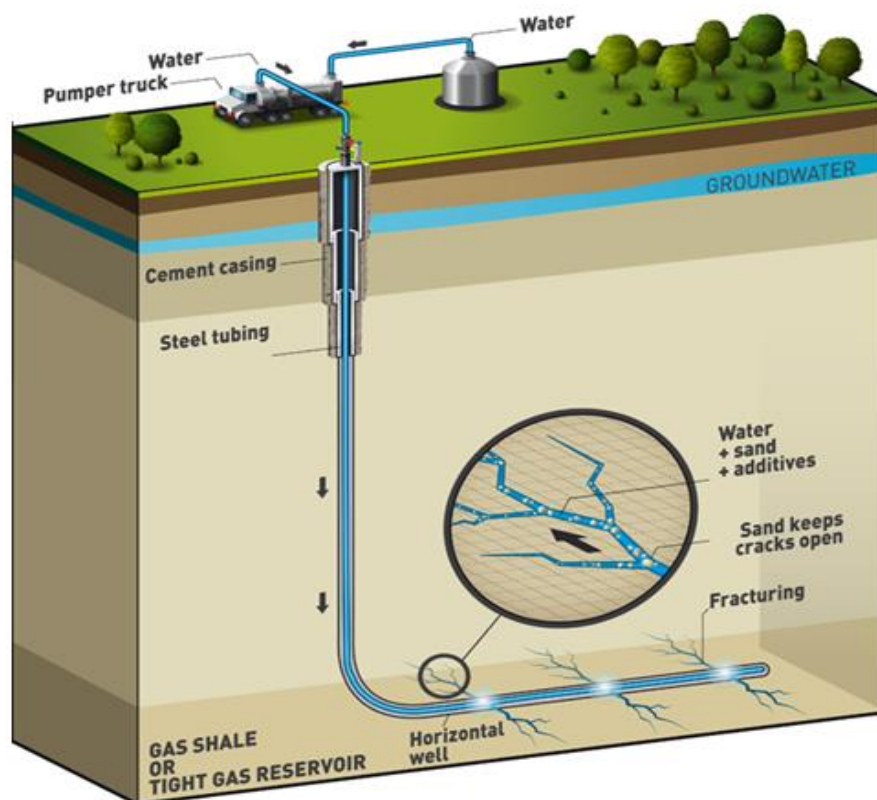
Este fluido está compuesto en un 99,5% por agua y arenas, y un 0,05% por productos químicos, muchos de ellos altamente peligrosos. (Cooper et al., 2016). Para **evitar que las fracturas se cierren** de forma inmediata después del bombeo debido a la enorme presión que existe en el subsuelo por el peso de los suprayacentes, se **inyecta una arena que sirve de apuntalante para que la fractura se quede abierta y deje fluir el gas o el petróleo**. El proceso se repite en cada tramo, que se separa del siguiente por medio de unos tapones (*packers*). En esta etapa es donde se requiere elevadas cantidades de agua.

Los productos químicos sirven para lograr una distribución homogénea del agente apuntalante, ayudar a facilitar el regreso del fluido, inhibir la corrosión y limpiar orificios (Wood et al, 2011; Holloway & Rudd, 2013).

#### 4.5.5 Producción

A medida que se completa la fracturación hidráulica de cada uno de los tramos, se aísla con un tapón obturador. La hidrofractura de cada etapa suele durar entre dos y cinco horas. Una vez que transcurre el tiempo **se rompen los tapones y se produce un flujo de retorno (*flow back*)**, que contiene altos niveles de sales, cloruros, metano e incluso algunos elementos radiactivos como el radón (Suárez & Martínez, 2014).

Posteriormente se trata en una instalación de la superficie para eliminar los contaminantes, de esta manera se pueden reutilizar en un pozo cercano que utilice el *fracking*. El problema de este fluido es que **el agua empleada nunca más puede ser potable, debido a todos los contaminantes que lleva**, este fluido se tiene que almacenar en lugares enterrados una vez que no se utilice en más pozos ya que tienen elementos radiactivos (Heinberg, 2014), es decir, **en este proceso se emplea agua limpia que se transforma en agua que nunca más se podrá ser utilizada por las personas**. Una vez que el fluido retorna, comienza a salir el hidrocarburo.



**Figura 4.6** Visión general del resultado del *fracking*. Fuente: Anttu Lein, techhydra, 2014

Una vez que la vida útil acaba, los pozos son desmantelados y sellados, es una etapa fundamental para evitar posibles fugas y contaminaciones al medio ambiente. El sellado debe cumplir con su función al menos durante la vida de los acuíferos afectados, cosa que resulta imposible, ya que la vida de estos es del orden de varios de miles de años.

#### 4.6 Composición del fluido empleado en la fracturación hidráulica.

El **99,5 % de la composición del fluido está formado por agua y arenas**, estas últimas tienen las propiedades necesarias de forma y granulometría que sirven como agentes apuntalantes para mantener las grietas abiertas.

El problema es el **0,5% que son aditivos químicos** que pueden dañar el medio ambiente y la salud de las personas. Aunque el porcentaje es prácticamente despreciable, sus cantidades en valor absoluto no lo son. Si un pozo necesita 30.000m<sup>3</sup> de fluido, el 0,5% del fluido supone 150m<sup>3</sup>, es decir, se está hablando de 150.000 litros de productos químicos, muchos de ellos peligrosos y tóxicos (Suárez & Martínez, 2014).

Anteriormente ese 0,5 % ha tenido mucha polémica en los lugares en los que se practicaba la fractura hidráulica (Estados Unidos sobre todo), ya que **se mantenía en secreto la composición química de la que estaba formada el fluido**. Las compañías no explicaban públicamente que tipos de aditivos se estaban empleando, debido a la alta competencia que existe en este sector. Esta situación cambió a partir de **2012**, ya que a partir de ese **momento todos los productos químicos y volúmenes de agua empleados deben ser públicos a través del Consejo para la Protección del Agua Subterránea**.

En la *figura 4.7* se muestra la composición del fluido. En la *figura 4.8* se muestran los porcentajes de cada producto químico del 0,5% restante que no son agua ni arena.

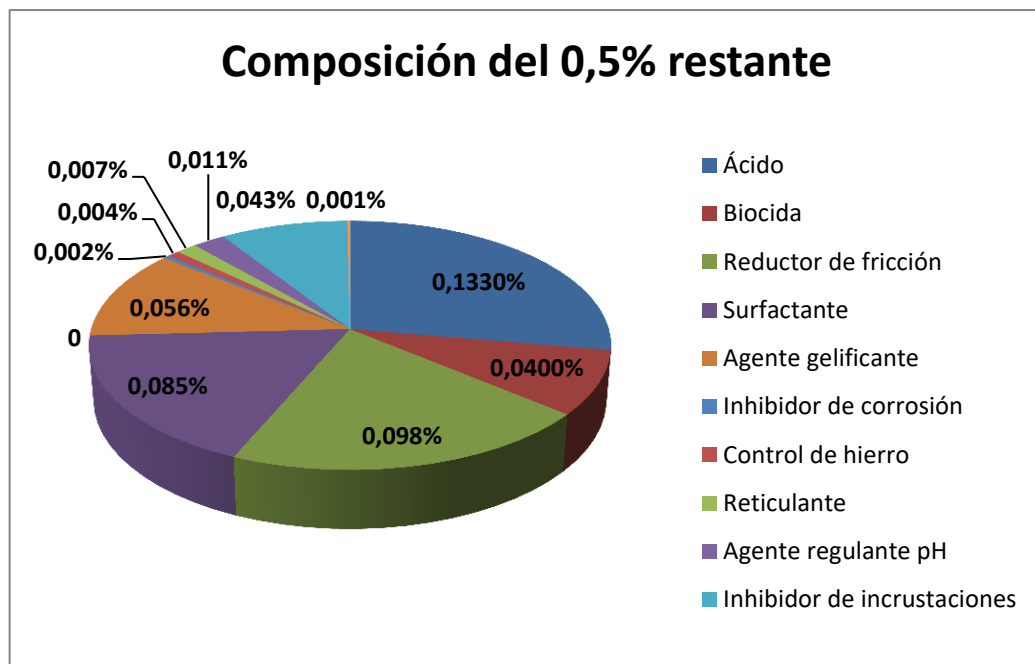
El departamento de protección ambiental analizó el agua de algunas de las propiedades cercanas a la extracción de petróleo mediante el *fracking* en Pensilvania en 2015, y encontró 880 sustancias químicas de las cuales 650 son cancerígenas y 1/3 afecta directamente al sistema nervioso.

Se estima que entre un 15% y un 80% del fluido inyectado vuelve a la superficie y es recuperado, mientras el resto permanece bajo tierra (EPA, 2015).

Por ejemplo, en la formación Marcellus en el norte de Pensilvania el fluido recuperado fue de un 30%, por lo que gran parte de productos químicos permanecen en el subsuelo donde podrían migrar hacia la superficie o acuíferos (Tavakkoli, Lokare, Vidic, & Khanna, 2017).



**Gráfico 4.7** Porcentajes de la composición del fluido empleado en la fracturación hidráulica. Elaboración propia a partir de (Suárez & Martínez, 2014)



**Gráfico 4.8** Porcentajes de los productos químicos que forman parte del 0,5% del fluido. Elaboración propia a partir de (Suárez & Martínez, 2014) basada en campos de Fayetteville.

En la *tabla 4.9* se describe la función principal que realiza cada agente:

Producto químico	Función que realiza
Ácido clorhídrico	Realiza la limpieza del cemento y escombros alrededor de las perforaciones para facilitar las soluciones posteriormente empleadas en la formación de la fractura
Biocidas	Se emplea para evitar el crecimiento de bacterias en el pozo que puedan interferir en el proceso
Reductor de fricción	Para reducir la fricción tubular
Surfactante	Se emplea para disminuir la tensión superficial del líquido de fractura, y por lo tanto, ayudan a la recuperación del mismo
Agente gelificante	Incrementan la viscosidad del fluido, lo que permite un mayor transporte del agente de apuntalamiento
Inhibidor de corrosión	Previene la corrosión de la tubería
Control de hierro	Para evitar la precipitación de óxidos de metales, manteniéndoles en una forma soluble estable
Reticulante	Sirve para mejorar las características y capacidad del agente de gelificación para transportar el material.
Agente reticulante	Mejora las propiedades del fluido y actúan uniendo las diversas moléculas de acabado entre sí para mejorar la solidez
Agente regulante pH	Ajusta el pH del fluido para mantener la eficacia de otros componentes, como reticulantes.
Inhibidor de incrustaciones	Tales como etilenglicol, usado para controlar precipitaciones de los minerales.

**Tabla 4.9** Productos químicos empleados en la fracturación hidráulica y descripción de sus funciones. Elaboración propia.

Estos son los principales productos químicos empleados en el *fracking*, pero existen varios tipos de cada uno de ellos: agentes regulantes pH, inhibidores de corrosión, etcétera. Algunos de estos son un secreto para la población, ya que las empresas dedicadas a esta técnica dan información sobre los productos químicos desde 2012, pero 1/6 del total siguen siendo desconocidos (Tavakkoli et al., 2017).

El empleo de estos productos químicos tienen grandes problemas. Si se produce una pequeña filtración de estos aditivos químicos va a causar efectos muy nocivos sobre el medio ambiente, ya que se está contaminado al subsuelo, y además es muy probable que los acuíferos cercanos también se contaminen. Esto hace que la población cercana que emplea estas aguas subterráneas se vea afectada por problemas de salud.

#### 4.6 Despliegue logístico en un yacimiento que emplea el *fracking*.

Las plataformas de extracción suelen tener 6 pozos de media cuya superficie oscila entre 1,5 y 2 hectáreas (Ramos, 2015).

Debido a la gran cantidad de equipos y materiales necesarios, así como los movimientos de tierra que se precisan para construir las instalaciones necesarias, en cada plataforma se realiza entre 4000-7000 movimientos de camión considerando una plataforma de 6 pozos. (Suárez & Martínez, 2014)

Los recursos empleados para una plataforma de dos hectáreas con 6 pozos perforados verticalmente a 2000 metros y horizontalmente a 1200 metros pueden verse en el informe del Tyndall Centre. A continuación se muestran los parámetros más relevantes de dicho informe (Peinado Lorca et al., 2015).

- Volumen de tierras removidas: 827 m<sup>3</sup>
- Volumen de agua empleada en todo el proceso: 54000-174000 m<sup>3</sup>
- Volumen de productos químicos empleados: 1080-3480 m<sup>3</sup>
- Total viajes en camión: 4300-6600



**Figura 4.10** Despliegue logístico en un yacimiento de lutitas. Fuente: New York State Department of Environmental Conservation, 2012



En la *figura 4.10* se observa el gran despliegue de instalaciones y maquinaria que necesita un yacimiento de está características. Además, de los miles de viajes de camión que son necesarios para poder disponer del agua in situ en la fracturación hidráulica, transportar el lodo como consecuencia de la perforación y los hidrocarburos para refinarlos.

A continuación se muestra la leyenda de la *figura 4.10*

1. Cabezal del pozo
2. Tubería de flujo
3. Separador de arena para el reflujo
4. Tanques para el reflujo
5. Calentadores de línea
6. Mechero (calentadores)
7. Camiones de bombeo
8. Depósitos de arena
9. Camiones arenosos
10. Camiones cisterna para los ácidos
11. Camiones con aditivos químicos
12. Mezcladora
13. Centro de control
14. Balsas de agua potable
15. Cañería de agua potable
16. Tanques de extra
17. Calentadores en línea
18. Separador deslizante
19. Colector de producción

#### 4.7 Situación en el resto de países

Hasta ahora se ha hablado del *fracking* en Estados Unidos, en este apartado se va a ver la situación en el resto de países.

Se estima que hay 42 países con importantes cantidades de gas y petróleo de lutitas, en la *tabla 4.11* se hace un breve resumen de la situación en cada uno de ellos.

En **Europa** los países más interesados en emplear esta técnica han sido **Polonia y Reino Unido**.

Polonia fue el primer país europeo en querer realizar la fracturación hidráulica en sus reservas. La primera concesión para la exploración de gas no convencional se otorgó en 2008. Entre 2010 y 2012 se otorgaron más de cien licencias para de investigación. Los estudios determinaron que se habían sobreestimado las reservas de gas de lutitas en más del triple que la US EIA había pronosticado en 2008. Esto hizo que las **empresas que estaban interesadas en explotar estas reservas abandonaran las actividades debido a las modestas dimensiones de las reservas, las dificultades geológicas y la escasez de infraestructura** (Flues *et al.*, 2013a).

El 17 de diciembre de 2013, el Gobierno Británico presentó un plan mediante el cual más de la mitad del territorio de Reino Unido (64%) podría ser explotado mediante el *fracking* con el fin de reducir la dependencia energética del exterior y teniendo en cuenta que los ingleses han contado tradicionalmente con una potente industria petrolera. Las licencias comenzaron a concederse a finales del 2014 (Flues *et al.*, 2013a).

Los países europeos como España, Francia, Italia... no se parecen nada a estados como Dakota del Norte (uno de los principales estados productores de gas y petróleo no convencional), entre otras cosas porque estos países tienen una **densidad de población mucho más elevada**. Por eso, las perforaciones de gas de lutitas, que suponen una explotación intensiva del suelo, presentan serios riesgos ambientales y de salud en Europa a causa de su alta densidad de población. La mayor parte de los depósitos de gas de lutitas están repartidos en áreas principalmente industriales y urbanizadas de Europa, por lo que el desarrollo a gran escala resulta muy difícil y costoso (Geny, 2010).

Peter Voser, director ejecutivo de Shell señaló **la elevada densidad de población como obstáculo de gran importancia para el desarrollo de gas de lutitas en Europa** (Flues *et al.*, 2013a).

País	Reservas estimadas [tcf] <sup>4</sup>	Reservas recuperables [tcf] <sup>4</sup>	Estado actual	Motivación
Argelia	3419	707	Planes anunciados, sin perforación	Producción nacional en declive
Argentina	3244	802	Exploración	Reducir dependencia energética
Australia	2046	437	Activo, pero muy inferior a Estados Unidos	Obligaciones contractuales de exportaciones
Bolivia	154	36	Considerando y discutiendo su desarrollo	Obligaciones contractuales de exportaciones
Brasil	1279	245	No activo	Reducir dependencia energética
Bulgaria	66	17	Prohibido	Fuerte dependencia
Canadá	2413	573	Activo, pequeña escala	Quinto mayor exportador de gas natural
Chile	228	48	No activo, pero se está considerando	Importa el 100% de gas natural
China	4746	1115	Activo, pequeña escala	Satisfacer la demanda creciente
Colombia	308	55	Exploración	Satisfacer la demanda creciente
Dinamarca	159	32	Etapas iniciales exploración	Demanda interna en declive
Egipto	535	100	Exploración y perforación de un pozo de prueba	Interrupción de las exportaciones
Francia	727	137	Prohibido	Importador neto de gas y demanda creciente
Alemania	80	17	Moratoria	Sustitución del gas por carbón
Hungría	91	19	Exploración	Importador neto de gas
India	584	96	Exploración y test de perforación	Importador neto de gas con costosos contratos
Libia	942	122	Evaluación de las reservas	Aumentar capacidad de gas para la producción de electricidad y poder exportar petróleo
México	2223	545	Exploración	Reducir importaciones de gas
Marruecos	95	20	No activo	Reducir importaciones de gas
Pakistán	586	105	Fase inicial de exploración	Reducir importaciones de gas
Paraguay	350	75	No activo pero considerándose	Para explotar sus grandes recursos
Polonia	763	148	Exploración	Reducir importaciones de gas
Rumania	233	51	Exploración	Reducir dependencia energética
Arabia Saudí	600	600	Exploración desde 2013	Aumento gas uso doméstico
Sudáfrica	1559	390	Exploración	Fuerte dependencia de las importaciones
España	42	8	Inicio exploración, permisos en trámites, no perforación	No producción nacional de gas convencional, transición carbón al gas

<sup>4</sup>tcf: trillon de pies cúbicos= 28 x 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>

<b>Túnez</b>	114	23	Se está considerando	Reducir importaciones de gas
<b>Reino Unido</b>	134	26	Exploración y primeras perforaciones	Sustitución del gas por carbón
<b>Ucrania</b>	572	128	Exploración , test de perforaciones desde 2012	Importador de gas
<b>Estados Unidos</b>	4644	1161	No dependencia energética e incluso comercial	Reducir dependencia energética.
<b>Venezuela</b>	815	167	Comienzo de exploración	Disminuir importaciones, 16% electricidad a partir petróleo

**Tabla 4.11** Países que han considerado el desarrollo del gas y petróleo de esquisto. Elaboración propia a partir de (Cooper, Stamford, & Azapagic, 2016)

Los 11 países restantes que tienen reservas de gas de lutitas no se han pronunciado sobre este tema, no están incluidos en la tabla anterior. Las reservas recuperables hacen referencia a las que se pueden extraer con el conocimiento y la tecnología actuales, cabe recordar que no todos los países podrían llegar a alcanzarlo ya que no disponen de la tecnología punta, la cual si tiene Estados Unidos.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

# Capítulo 5

## *Campos de lutitas*

5.1 Introducción

5.2 Ubicación de los campos de lutitas en el mundo

5.3 Campos de lutitas en Estados Unidos



## 5.1 Introducción

Hay campos de lutitas distribuidos por todo el mundo, pero de los que se conoce más información son los que se encuentran en Estados Unidos, país puntero en esta técnica.

**Estados Unidos** es el país del que se puede obtener más información del *fracking*, ya que es el que **tiene más pozos en activo con esta técnica** y de los pocos que comercializa los hidrocarburos no convencionales de estos yacimientos de lutitas.

No todos los campos de lutitas tienen la misma productividad. Hay yacimientos relativamente pequeños y con una elevada productividad, y otros extremadamente grandes y poco productivos. Es necesario realizar un estudio exhaustivo de cada campo antes de comenzar la perforación para determinar su potencial productivo.

Hofmeister, ex jefe de operaciones de la Shell en Estados Unidos, afirma que se requiere la explotación de nuevos pozos y de forma más continúa con el fin de mantener la producción constante ante el declive inminente que se produce con el paso del tiempo (Chen et al., 2017).

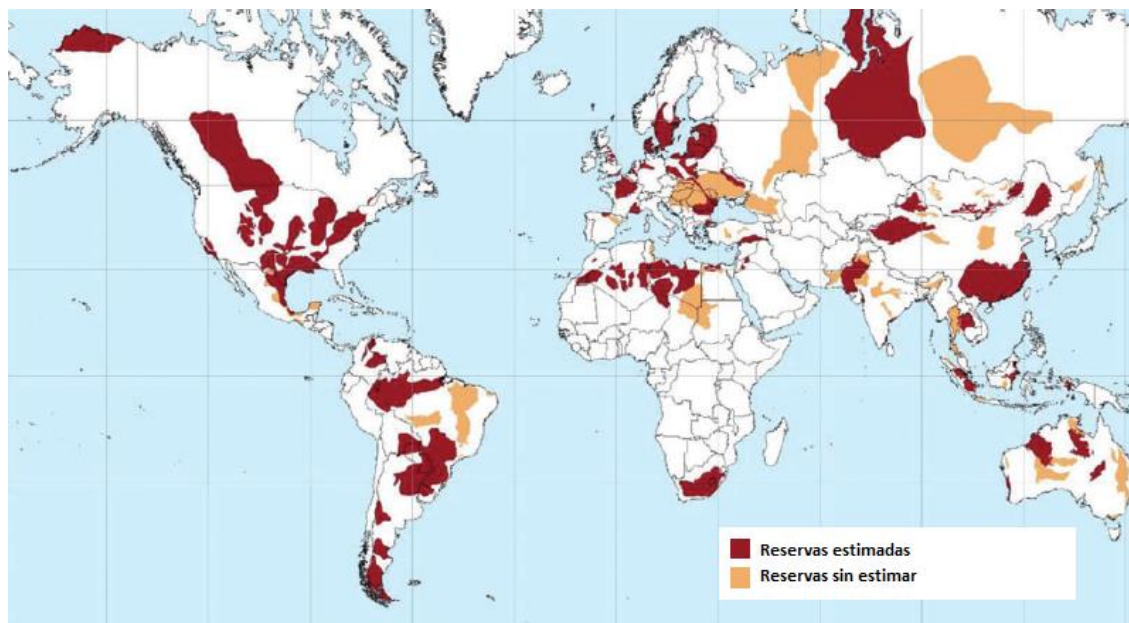
La producción de gas de lutitas aumenta muy rápidamente. Actualmente **en Estados Unidos el gas de lutitas representa el 40% de la producción total** del gas natural (Tavakkoli et al., 2017).

Debido al declive tan fuerte que se produce en la producción es necesario perforar nuevos pozos que sustituyan un 30-40% de la producción cada año.

En este capítulo se verá los principales yacimientos de lutitas de Estados Unidos, y cómo unos pocos campos concentran la mayor parte de la producción. La **tasa de declive** de estos campos **disminuye de forma drástica y al poco tiempo de comenzar la extracción** de los hidrocarburos, por lo que es necesario perforar nuevos pozos cada año para poder compensar este declive.

## 5.2 Ubicación de los campos de lutitas en el mundo

Los yacimientos de lutitas están distribuidos por todo el mundo, abundando en países como Estados Unidos, Canadá, Argentina, China, Rusia y Australia.

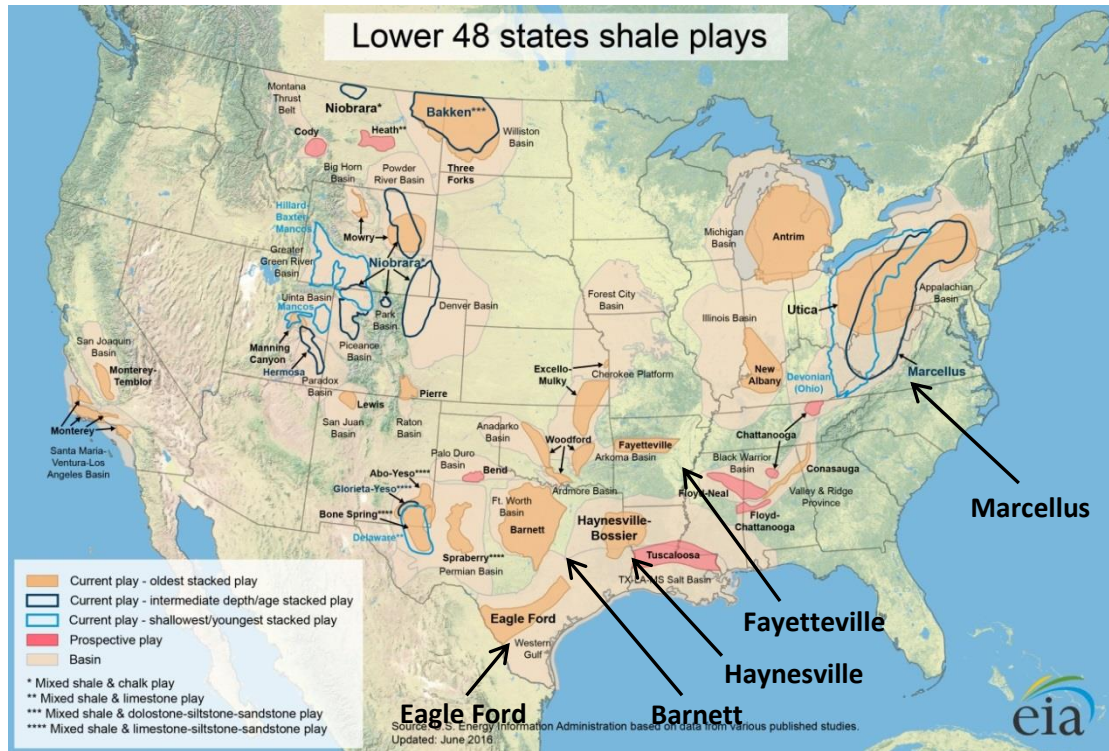


**Figura 5.1** Ubicación de los campos de lutitas en todo el mundo. Fuente: (Jackson et al., 2014; EIA, 2013a)

Estados Unidos es el país que posee la mayor tecnología punta del *fracking*, lo que le permite poder extraerlos y posteriormente comercializarlos. La mayoría de países con campos de lutitas no tienen grandes informes de ellos y, se encuentran en una fase de investigación para determinar su viabilidad económica y energética.



### 5.3 Campos de lutitas en Estados Unidos



**Figura 5.2** Campos de lutitas en Estados Unidos. Fuente: EIA, 2016

La formación rocosa Marcellus, que se encuentra en el noreste de Estados Unidos es, con mucha diferencia, el yacimiento con mayor extensión del país, pero no el más productivo.

En 2008 la formación Barnett, uno de los grandes campos de shale gas y ubicada al norte de Texas, se convirtió en el yacimiento más productivo de gas en estados Unidos, contribuyendo con el 7% de todo el gas natural producido en el país. Se han perforado más de 5000 pozos en esta formación (Tavakkoli et al., 2017).

### 5.3.1 Campos de gas de lutitas.

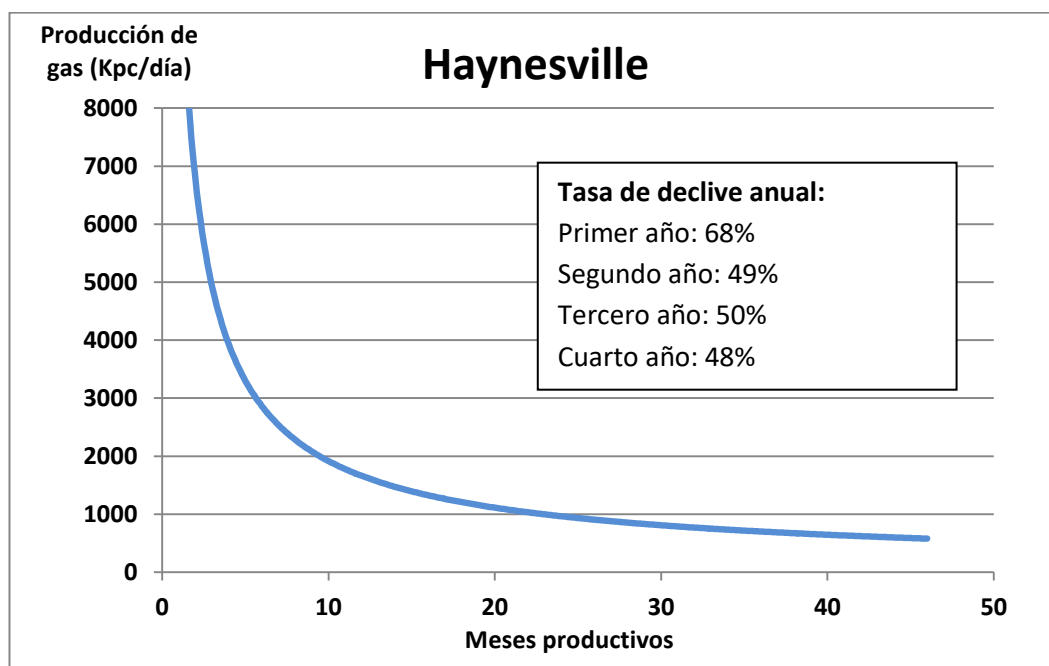
La producción de gas de lutitas obtenida mediante el *fracking*, ha crecido desde 2000, cuando representaba un 2% en **Estados Unidos hasta el 40% de la actualidad.**

En la siguiente tabla se representan los datos de los veinte campos más productivos de Estados Unidos. Los 4 campos más productivos de Estados Unidos representan un 75% de la producción total.

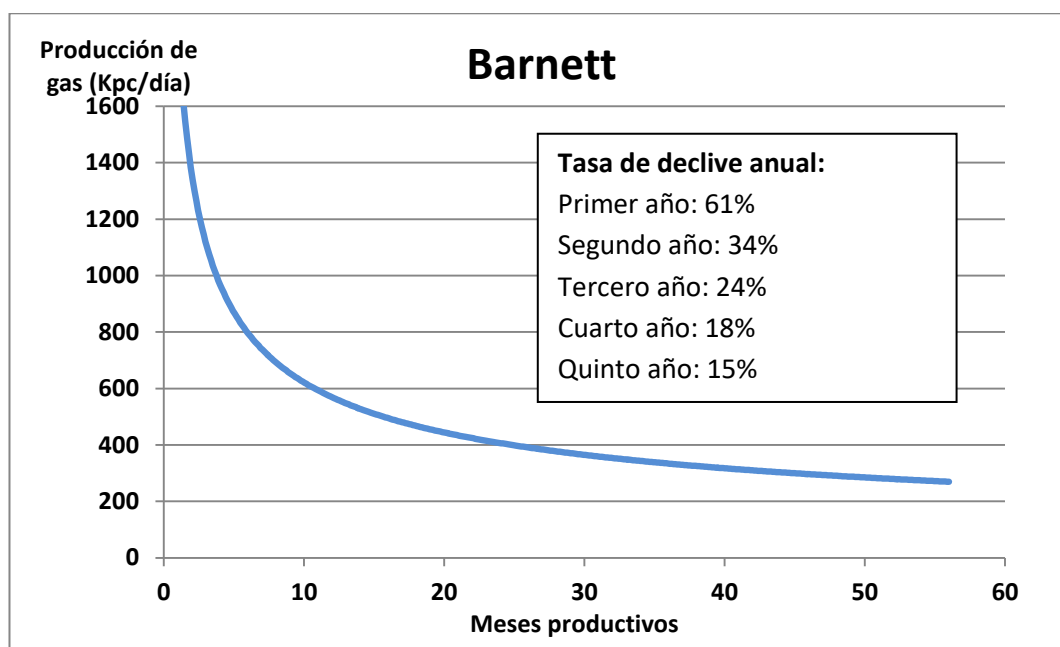
Campo	Porcentaje sobre la producción total de lutitas
Haynesville	25,70%
Barnett	21,50%
Marcellus	18,30%
Fayetteville	10,30%
Eagle Ford	7,90%
Woodford	4,20%
Granite Wash	3,50%
Bakken	2,20%
Niobrara	1,80%
Antrim	1,10%
Bossier	0,90%
Bone Spring	0,80%
Austin Chalk	0,60%
Permian	0,30%
Lewis	0,20%
Mancos	0,20%
Spraberry	0,10%
Miss, Lime	0,08%
Bend	0,07%
Pearsall	0,02%

**Tabla 5.3** Producción de gas de lutitas en los principales campos de Estados Unidos. Fuente: (Jackson et al., 2014; Chen et al., 2017)

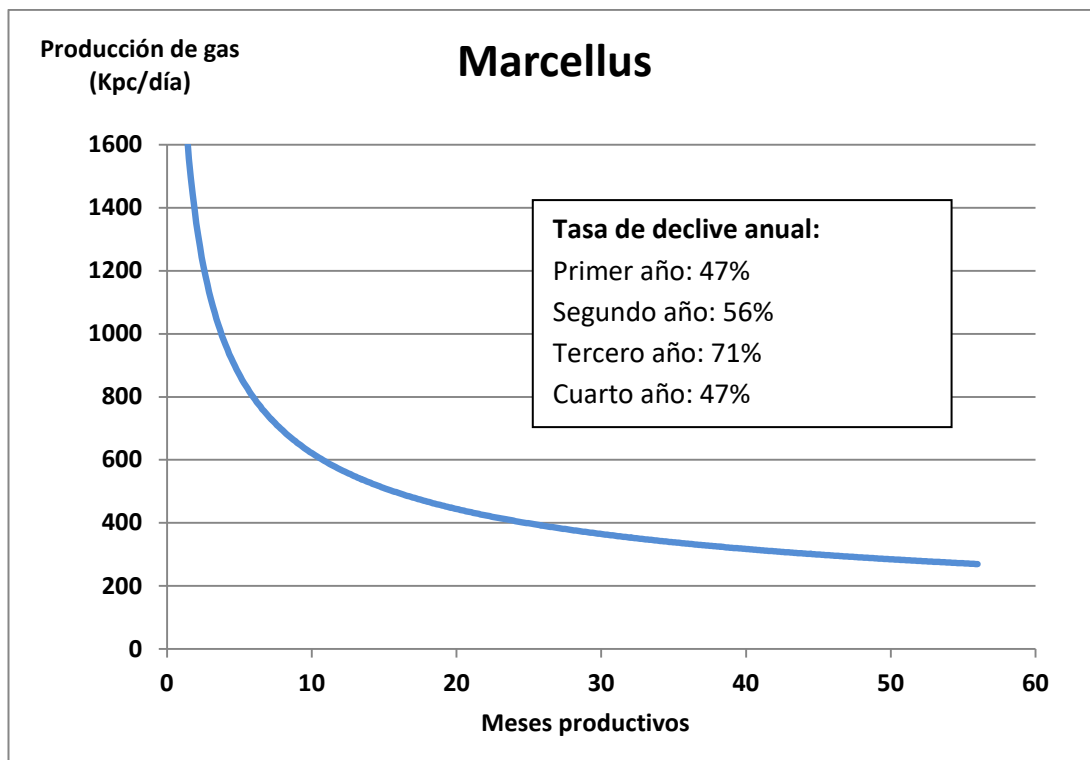
En los siguientes gráficos se representa el declive de los 4 grandes campos de lutitas de Estados Unidos con el paso de los meses:



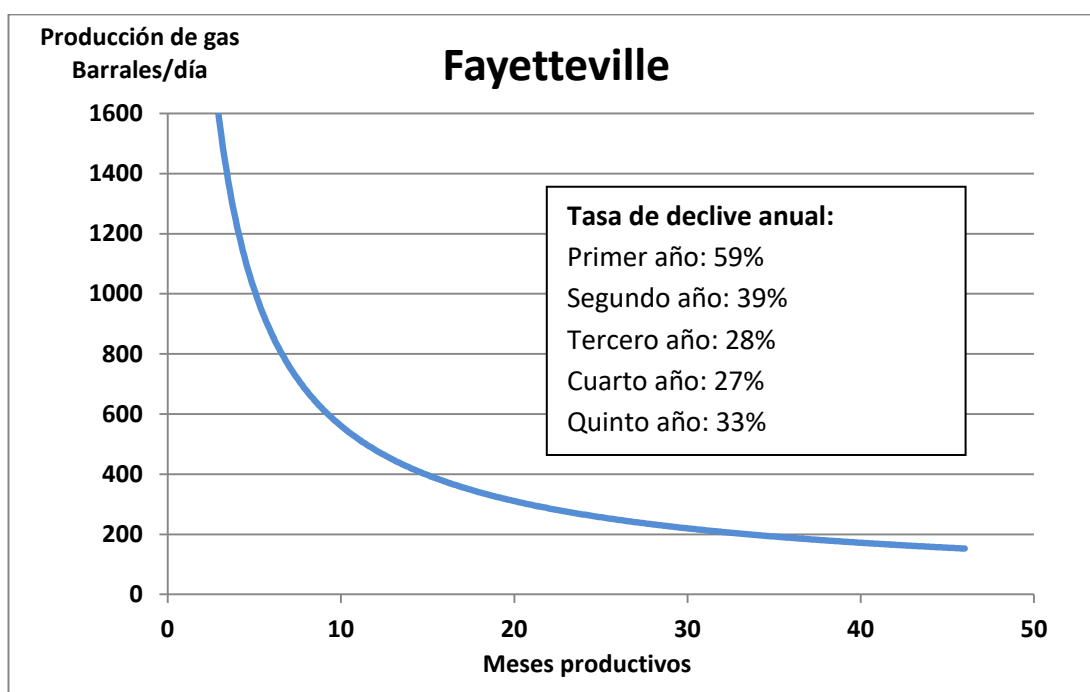
**Gráfico 5.4** Producción del campo Haynesville. Elaboración propia a partir de (Arthur & Cole, 2014; Chen et al., 2017)



**Gráfico 5.5** Producción del campo Barnett. Elaboración propia a partir de (Arthur & Cole, 2014; Chen et al., 2017)



**Gráfico 5.6** Producción del campo Marcellus. Elaboración propia a partir de (Arthur & Cole, 2014; Chen et al., 2017)



**Gráfico 5.7** Producción del campo Fayetteville. Elaboración propia a partir de (Arthur & Cole, 2014; Chen et al., 2017)

Estos **descensos en la producción se deben a que primero se perforan las manchas dulces** que son las zonas más productivas y a medida que estas se van agotando es necesario seguir perforando más zonas con menos productividad, por lo que el pico de producción se alcanza cuando se está extrayendo los hidrocarburos de las principales manchas dulces.

Observando los 4 gráficos se puede concluir que **la tasa más importante de declive se produce en el campo de Haynesville**. El declive en el primer año es similar al de otros campos, pero el declive en los siguientes años es mucho mayor en comparación con el resto (Tavakkoli et al., 2017).

La producción de gas de lutitas en estos 4 grandes campos llegó a su producción máxima en 2011 y desde entonces estos campos están estabilizados o en declive (Peinado Lorca et al., 2015).

Los campos de Haynesville, Barnett, Fayetteville y Woodford producen en la actualidad el 68% del gas de lutitas estadounidense.

Los mejores campos de lutitas son muy difíciles de reemplazar. Para ello es necesario perforar muchos más pozos que son menos productivos. La TRE del gas de lutitas es de 5:1 (Hall et al., 2014b) y cada vez es más baja, debido a que es necesario emplear más energía para su extracción.

### 5.3.2 Campos de petróleo de lutitas.

El **80% del petróleo procedente de las lutitas** se extrae de dos campos: **Bakken y Eagle Ford** (tabla 5.8). Otros 19 campos producen un 19% del total (Chen et al., 2017).

El declive de los pozos es muy rápido. La producción disminuye entre un 80-90% durante los primeros dos años. Para poder mantener la producción estable es necesario reemplazar el 30-40% de la producción cada año con la perforación de nuevos pozos (Peinado Lorca et al., 2015).

En 2004 la producción estadounidense de petróleo de lutitas era muy baja (1-2%). Ha ido creciendo hasta superar el 20% de la producción total en la actualidad.

En la *tabla 5.8* se representan los datos de los 10 campos de petróleo de lutitas más importantes de Estados Unidos:

<b>Campo</b>	<b>Porcentaje sobre la producción total de lutitas</b>
<b>Bakken</b>	<b>41,90%</b>
<b>Eagle Ford</b>	<b>38,60%</b>
<b>Bone Spring</b>	4,10%
<b>Niobrara</b>	3,70%
<b>Granite W.</b>	3%
<b>Permian</b>	2,20%
<b>Barnett</b>	1,90%
<b>Austin Chalk</b>	1,30%
<b>Spraberry</b>	1,30%
<b>Monterey</b>	0,60%

**Tabla 5.8** Producción de petróleo de lutitas de los principales campos de Estados Unidos. Fuente: Hughes 2013; Jackson et al., 2014; Chen et al., 2017

Los campos de lutitas no son uniformes. Hay pequeñas manchas dulces muy productivas otras muy grandes y poco productivas. Además, debido a sus altas tasas de declive estos campos requieren fuertes inversiones económicas para poder desarrollar infraestructuras y poder mantener el nivel de producción constante.

Los campos Bakken y Eagle Ford son una fuente importante de producción de petróleo que están ayudando a que la producción de petróleo global no entre en declive como consecuencia del agotamiento de los hidrocarburos convencionales.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

# Capítulo 6

## *IMPACTO AMBIENTAL*

6.1 Introducción

6.2 Consumo de agua

6.3 Contaminación del agua

6.4 Contaminación del aire

6.5 Movimientos sísmicos

6.6 Contaminación acústica

6.7 Impacto sobre el paisaje y el entorno

6.8 Conclusiones





## 6.1 Introducción

La evaluación de los impactos ambientales de la fracturación hidráulica empleada para la recuperación de hidrocarburos no convencionales es el principal objetivo de este proyecto.

**El análisis de impacto ambiental corresponde a una revisión de la literatura y de estudios de caso con el fin de adquirir una visión general de la situación, lo que posibilita a trabajos futuros en profundizar sobre este tema o saber qué aspectos se deben considerar. Este trabajo se ha centrado más en los impactos negativos, pues los positivos bastante intuitivos.**

La técnica de explotación de gas y petróleo de lutitas presenta repercusiones medioambientales inevitables si las medidas de seguridad no son las correctas y la tecnología no se emplea de la forma correcta. Incluso aplicando de forma adecuada las medidas necesarias el riesgo de impacto ambiental es muy elevado (Peinado Lorca et al., 2015).

Estados Unidos es el único país que cuenta con varios años de experiencia y registros estadísticos de larga duración. Por este motivo, la mayor parte del análisis ambiental del *fracking* procede de los estudios realizados en este país.

**La extracción de hidrocarburos no convencionales mediante el *fracking* es una técnica relativamente nueva, y como consecuencia, los primeros estudios de sus impactos ambientales datan de 2009 y 2010.** A pesar de ello, se han realizado un gran número de estudios sobre el impacto que genera esta técnica. (Vengosh, Jackson, Warner, Darrah, & Kondash, 2014)

Los principales impactos del *fracking* son:

- **Elevado consumo de agua** para llevar a cabo la fracturación hidráulica
- **Contaminación de aguas** subterráneas producidas por los productos químicos empleados.
- **Contaminación de la atmósfera** debido a emisiones de efecto invernadero
- **Seísmos** producidos por la fracturación hidráulica y por la inyección del fluido de retorno en el subsuelo
- **Contaminación acústica** producida por el alto despliegue logístico en los campos de lutitas.
- **Contaminación del paisaje**

Muchas de estas cuestiones no son exclusivas de la producción no convencional de petróleo y gas. Sin embargo, **la escala de operaciones de fracturación hidráulica es mucho mayor que para la explotación convencional** (Patterson et al., 2017a).

Además, el desarrollo industrial y el número creciente de pozos que se perforan hacen que muchos de estos se encuentren muy cerca de las poblaciones, provocando graves problemas de salud a las personas (Robert B. Jackson et al., 2014).

Las autoridades oficiales sancionan con elevada frecuencia a las empresas que emplean esta técnica por cometer infracciones. **La mayoría de accidentes se producen por las fugas de los equipos o el mal funcionamiento de estos, y por malas prácticas para reducir costes y tiempo**, tales como un revestimiento defectuoso sin realizar las comprobaciones pertinentes o no realizar exámenes exhaustivos para detectar posibles fugas (Peinado Lorca et al., 2015).

El gas y petróleo de lutitas podría ser obtenido de manera sostenible, pero su futuro depende de que la industria aborde de manera exhaustiva las preocupaciones ambientales y que las políticas de los organismos de supervisión y regulación sean las correctas y actúen con transparencia (Cooper et al., 2016).

## 6.2 Consumo de agua

El agua es el componente mayoritario que se emplea en el fluido de fracturación. Por un lado es importante que el agua sea de buena calidad porque las impurezas pueden reducir la efectividad de los productos químicos que se emplean en el proceso. Por otro lado, gran parte de esa agua proviene de lagos, ríos o acuíferos cercanos, que suelen ser las fuentes de suministro municipales.

De todos los problemas ambientales asociados con el *fracking*, el consumo de agua junto con su contaminación son los más estudiados. Se va a evaluar las cantidades de agua que requiere esta técnica en comparación con los valores de otras fuentes de energía.

El fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal requieren considerables cantidades de agua. En muchos pozos de Barnett, Marcellus y Fayetteville, la fracturación hidráulica requiere de 8000 a 80.000 m<sup>3</sup> de agua por cada pozo como se observa en la tabla 1 (Nicot & Scanlon, 2012), (Vengosh et al., 2014).

Las cantidades de agua que se emplean en el proceso son muy grandes, pero realmente el principal problema es **la cantidad de residuos con que el agua sale a la superficie una vez que se ha producido la fractura**, ya que son tan tóxicos que aunque se aplique cualquier tratamiento para su eliminación, el agua no volverá a ser apta para el consumo humano.

Nombre del campo	Agua del pozo	por	Aguas residuales generadas por pozo	Referencia
<b>Bakken</b>	8800-33000		No disponible	(Robert B. Jackson et al., 2014)
<b>Barnett</b>	11000-41000		9000-35000	(Nicot & Scanlon, 2012) (Nicot, Scanlon, Reedy, & Costley, 2014)
<b>Denver</b>	11000-41000		4200-16000	(Vengosh et al., 2014) (Robert B. Jackson et al., 2014)
<b>Fayetteville</b>	76000-20000		No disponible	(Clark, Horner, & Harto, 2013)
<b>Haynesville</b>	22000-80000		No disponible	(Nicot et al., 2014)
<b>Marcellus</b>	15000-58000		5400-20000	(Vengosh et al., 2014)
<b>Woodford</b>	16000-60000		No disponible	(Murray, 2013)

**Tabla 6.1** Cantidad de agua empleada por pozo en diferentes campos de Estados Unidos. Elaboración propia a partir de las referencias mostradas en la tabla.

Aunque la cantidad de agua consumida es muy elevada, el volumen es relativamente pequeño en comparación con otras actividades como la agricultura. En Texas, por ejemplo, la cantidad de agua utilizada anualmente para la fracturación hidráulica es menos de 1% del consumo total de agua (Nicot & Scanlon, 2012).

Esto cambia, cuando se habla de áreas más pequeñas. Por ejemplo, la extracción de gas de lutitas en los condados más pequeños como Wise Barnett significo entre 20% y 30% del uso total de aguas superficiales y subterráneas (Nicot & Scanlon, 2012).

En los condados donde se encuentran los yacimientos más grandes: **Haynesville, Eagle Ford y Barnett shale la extracción de gas y petróleo no convencional supusieron el 11%, 38% y 18% del uso total de agua subterránea**, respectivamente. Pero esta cifra sigue aumentando y se espera

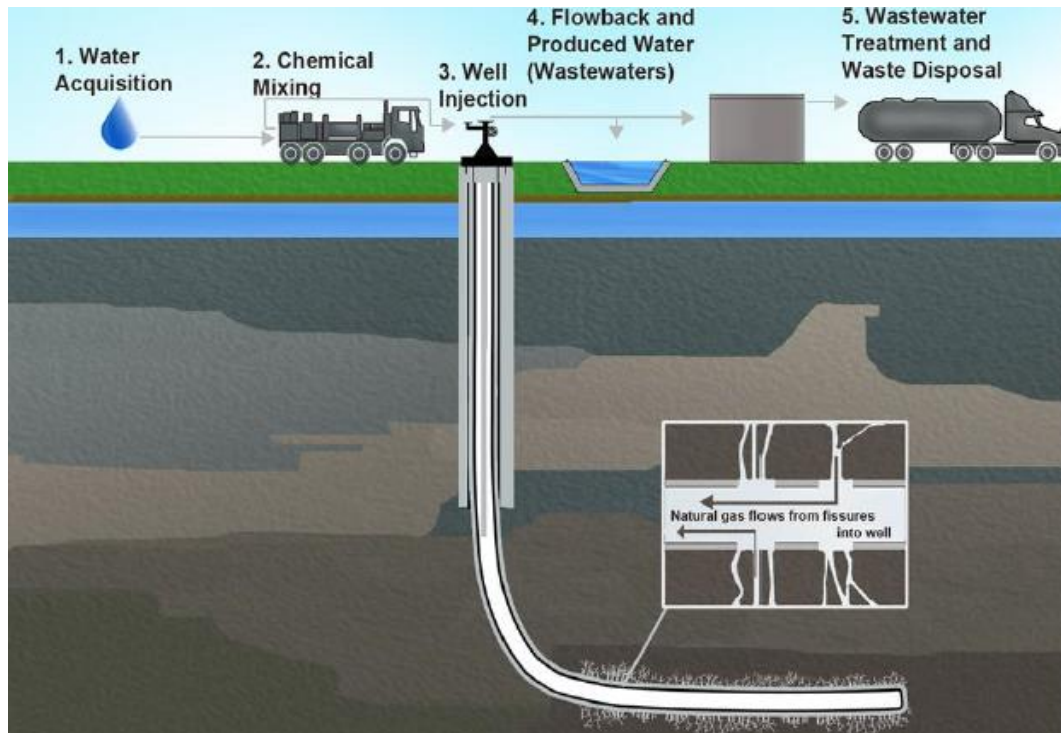
que en los próximos años puedan alcanzar entre el 40-60% del consumo total de aguas subterráneas (Robert B. Jackson et al., 2014).

Estas grandes cantidades de agua tienen que ser almacenadas cerca del pozo, ya que la operación de fractura de cada pozo dura entre 2 y 7 días, y debe estar disponible in situ. Además, es posible que los pozos tengan que fracturarse en más de una ocasión durante su vida útil, por lo que cada operación de fractura adicional supone mayores cantidades de agua (Suárez & Martínez, 2014).

Si se compara con otras formas de extracción de energía resulta que **el petróleo y gas proveniente de lutitas emplean menos intensidades de agua que el resto, el problema es que ese agua se contamina y solo se puede dar utilidad para fracturar los pozos más, no pudiendo volver a ser utilizada por las personas.** Las intensidades de agua empleadas para la extracción de carbón son 2 veces más y para la energía nuclear 3 veces más (Robert B. Jackson et al., 2014).

La tendencia actual es el reciclado de las aguas residuales para la fracturación hidráulica en otro pozo, para evitar volver a contaminar grandes cantidades de agua dulce. Antes de 2011 el 13% de las aguas residuales resultantes del *fracking* se reciclaba para utilizarlas en otros pozos. Hasta entonces las aguas residuales se inyectaban en pozos especiales en el subsuelo o se llevaban a plantas para tratarlas, pero esta agua nunca volvía a ser potable. A partir de 2011 se empezó a reciclar el agua residual con más frecuencia llegando a alcanzar un 52% en el 2013 (Lutz, Lewis, & Doyle, 2013).

En la *figura 6.2* se muestra el ciclo de vida del agua empleado en esta técnica.



**Figura 6.2** Etapa del ciclo del agua en la fracturación hidráulica. Fuente: EPA, 2013

Primero se adquiere el agua de lagos, ríos o acuíferos cercanos a donde se va a aplicar la fracturación, después se mezcla con los productos químicos para que el fluido cumpla determinadas funciones como evitar la corrosión, reducir la fricción, facilitar la extracción del hidrocarburo, etcétera. Una vez que el agua vuelve a la superficie junto a los productos químicos, lodos y algunos metales pesados del subsuelo se almacenan en tanques abiertos o cerrados para ser tratados y eliminar la mayor cantidad de productos e intentar tener de nuevo el agua con la menor cantidad de impurezas. Una vez que se ha tratado el agua se transporta en camiones cisterna hasta otros pozos cercanos para volver a ser mezclada con los productos químicos y volver a repetir el proceso.

El problema surge cuando ya no se va a perforar ningún pozo cercano. En este caso, **se inyecta el fluido de retorno junto a todos los contaminantes en uno de los pozos que se ha estado trabajando, de esta manera el fluido queda almacenado en el subsuelo produciendo la contaminación de este, y a larga con el deterioro de la integridad del pozo el fluido repleto de contaminantes podría llegar hasta los acuíferos cercanos.**

### 6.3 Contaminación del agua

La mayoría de reclamaciones contra la fracturación hidráulica se deben a la posible contaminación de las aguas subterráneas. Estas reclamaciones se centran en vertidos y accidentes concretos, en la intrusión de fluidos de fracturación o metano proveniente de las capas más profundas, produciendo la contaminación del agua (aumento de la turbidez y mal olor cuando sale de los grifos). Sin embargo, estos son los efectos apreciables a primera vista, pero **la contaminación más peligrosa es la producida por los elementos tóxicos o radiactivos** que son indetectable para las personas hasta que se manifiesta mediante alguna patología determinada (Peinado Lorca et al., 2015).

**Existen dos caminos importantes para la contaminación potencial de agua que son: las fugas que se producen en el pozo y el tratamiento inadecuado del agua de retorno.** Por la primera causa se reportaron más de 150 violaciones en Pennsylvania desde 2008 (Cooper et al., 2016).

En principio, la fracturación hidráulica podría abrir fracturas a miles de metros bajo tierra, pudiendo conectar los acuíferos poco profundos de agua potable con las capas más profundas proporcionando un conducto por el que van los productos químicos y contaminar todo el acuífero (R. J. Davies, Mathias, Moss, Hustoft, & Newport, 2012).

Conseguir información sobre los productos químicos utilizados es complicado, especialmente en Estados Unidos, ya que la industria se niega a revelar la composición exacta amparándose en las leyes de patentes. En el 2012, el Departamento del Interior estadounidense, hizo público el documento mediante el cual el Gobierno federal iba a regular la práctica del *fracking* (Bureau of Land Management, 2013). Muchos de estos productos químicos fueron revelados como se vio en el capítulo anterior, pero 1 de cada 6 aún es desconocido basándose en cláusulas de secreto industrial (Peinado Lorca et al., 2015).

Algunos estudios han permitido identificar hasta 649 sustancias químicas presentes en fugas de almacenamientos químicos. De ellas 286 (44%) no están catalogadas y se desconocen sus efectos sobre la salud y el medio ambiente (Coolborn et al., 2011; Osborn et al., 2011; Holloway y Rudd, 2013).

De las otras 362 (56%):

- El 55% tiene efectos sobre el cerebro y sistema nervioso.
- El 78% tiene efectos sobre el sistema respiratorio, la piel y los ojos.
- El 47% afecta al sistema endocrino con graves efectos para la producción y el desarrollo.

Si se analiza las vías de exposición el 58% son solubles en agua y el 36% son volátiles, es decir, pueden ser transportadas por el viento (Wood et al., 2011).

**Además de los aditivos químicos empleados, el fluido residual generado por la fractura hidráulica contiene varias sustancias tóxicas provenientes del subsuelo.** Estas sustancias son metales pesados (arsénicos, plomo, mercurio...), benceno, grandes concentraciones de sales y sustancias radiactivas de origen natural (uranio, radio, radón) (Warner et al., 2013).

Investigadores de la Universidad de Duke analizaron las aguas residuales de un yacimiento donde se empleaba el *fracking* en Pensilvania y encontraron que los niveles de radio eran 200 veces mayores que las muestras tomadas agua arriba (Warner et al., 2013).

Existe mucha **incertidumbre de la situación de pozos abandonados, como su integridad o si existe un alto riesgo de que se produzcan fugas.** Esto es un tema importante, ya que estos pozos tienen altas probabilidades de sufrir fugas debido al paso del tiempo y sin que nadie les supervise mediante monitoreo para asegurar que su integridad no ha sido comprometida. (R. J. Davies et al., 2014)

El mantenimiento y la integridad de los pozos junto con la reducción de los derrames y tratamiento adecuado de las aguas residuales es fundamental para minimizar la contaminación de los cientos de productos químicos encontrados en los fluidos de fractura (Vidic, Brantley, Vandenbossche, Yoxheimer, & Abad, 2013).

#### **La contaminación de agua puede ser provocada por:**

- La inyección de agua y aditivos químicos necesarios para el proceso de fracturación.
- La inyección del fluido de retorno con contaminantes en pozos especiales una vez que finaliza la vida útil del pozo.
- Fugas del lodo de perforación almacenado en tanques especiales para su posterior tratamiento.
- Fugas o accidentes en la superficie. Por ejemplo, fugas en las tuberías o balsas de fluido, o manipulación errónea de los equipos.
- Fugas debido a un cementado incorrecto o deterioro de la integridad del pozo.
- Fugas a través de estructuras geológicas, ya sea a través de grietas naturales o artificiales.

### 6.3.1 Fugas de metano

Existen numerosos casos de contaminación de aguas subterráneas por el gas metano. El gas metano disuelto en agua normalmente no se clasificado como peligroso para la salud por ingestión, ya que es un fenómeno natural. Siempre y cuando se encuentre por debajo de los límites establecidos por la legislación ambiental.

En un estudio se realizó un análisis del contenido de metano en las aguas subterráneas que se encontraban alejadas de los pozos en explotación y de las más cercanas a estos (Robert B. Jackson et al., 2014). Se tomaron muestras en cuatrocientos lugares de los estados de Nueva York y Pensilvania. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

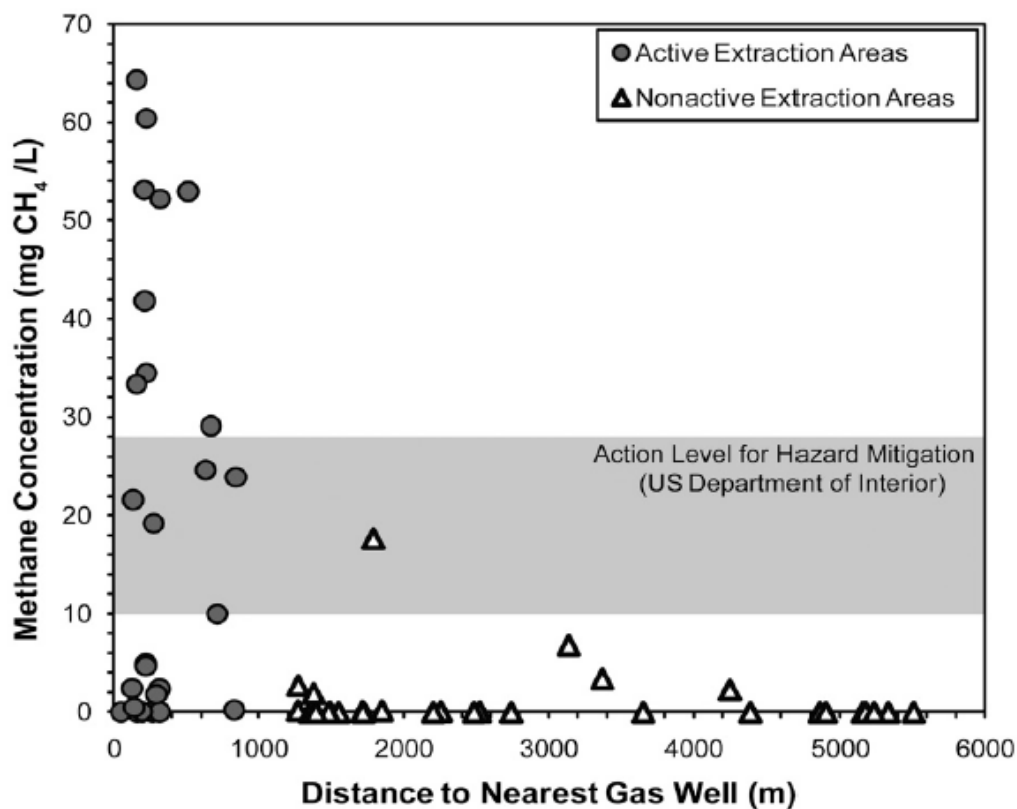
Número de pozos	Concentraciones de metano	Distancia a la que se encontraban respecto al yacimiento (media)
319	<5 mg/l	3000 metros
6	5-10 mg/l	2000 metros
26	10-15 mg/l	1300 metros
8	15-20 mg/l	1000 metros
20	20-25 mg/l	900 metros
3	25-30 mg/l	800 metros
6	30-35 mg/l	300 metros
5	35-40 mg/l	400 metros
2	40-45 mg/l	400 metros
0	45-50 mg/l	-
3	50-55 mg/l	500 metros
0	55-60 mg/l	-
1	60-65 mg/l	200 metros
1	65-70 mg/l	200 metros

**Tabla 6.3** Concentración de metano en aguas subterráneas alejadas y próximas a los yacimientos donde se emplea la fracturación hidráulica. Elaboración propia a partir de Robert B. Jackson et al., 2014; Vidic et al., 2013

En las aguas subterráneas más cercanas a los yacimientos de explotación se encontraron unos niveles de metano 17 veces por encima de lo que marca el nivel de seguridad de la legislación de Estados Unidos (**19,2 mg/litro frente a los niveles normales de los pozos alejados de esta actividad 1,1 mg/litro**). Los investigadores llegaron a la conclusión de que los **problemas de revestimiento y cementación eran las causas más probables para la fuga de metano** hacia los acuíferos menos profundos.



En el *gráfico 6.4* se muestra la concentración de gas metano en aguas de consumo humano en relación a la distancia a la que se encontraban de pozos de extracción de gas y petróleo de lutitas.



**Gráfico 6.4** Concentración de metano en aguas de consumo humano en función de su proximidad a los pozos de gas y petróleo de lutitas. Fuente: Osborn, et al., 2011; Robert B. Jackson et al., 2014; Vidic et al., 2013

En el eje de abscisas se representa la distancia en metros hasta el pozo que está siendo explotando mediante el *fracking*, el eje de ordenadas representa la concentración de metano (mg CH<sub>4</sub>/ l), se observa como **las zonas que sobrepasan los límites permitidos son las que se encuentran a menos de 1000 metros de las explotaciones.**

### 6.3.2 Aditivos químicos.

Todos los productos químicos son tóxicos hasta cierto punto, aunque algunos son mucho más peligrosos que otros. En el Reino Unido, la divulgación de la composición del fluido de fracturación es obligatoria y la información debe estar disponible en la web de los operadores. En los EE.UU., es obligatorio desde el 2012 y los datos se almacenan en el registro químico nacional para el fluido de fractura. Sin embargo, aunque los operadores estadounidenses revelan esta información, 1/6 de los productos químicos no se revelan por "secretos comerciales" (Gamper-Rabindran, 2014).

La composición del fluido de fracturación se ha visto en capítulo anterior. Estos aditivos químicos pueden ponerse en contacto con acuíferos cercanos mediante fugas de las tuberías o por un mal cementado.

Según la EPA, la **estimación de fluidos recuperados varía entre un 15-80% del volumen total inyectado**. Esto quiere decir que gran parte de ese volumen se queda bajo el subsuelo, pudiendo contaminar los acuíferos cercanos e incluso causar seísmos como se verá más adelante. **Estos productos químicos con el paso del tiempo van produciendo corrosión en las tuberías y, por lo tanto, la integridad del pozo se ve afectada con el paso del tiempo, facilitando la fuga de estos productos entre las fracturas existentes** pudiendo conectar alguna con los acuíferos cercanos existentes (Robert B. Jackson et al., 2014).

La contaminación de agua producida por productos químicos y algunos metales pesados procedentes del subsuelo **no pueden ser tratados en plantas de tratamiento de aguas residuales convencionales**. Esto se debe a que las plantas convencionales no están diseñadas para tratar los productos químicos usados en el fluido de fracturación, así como los altos niveles de bromuro y sólidos disueltos en agua, ya que esto, podría dar lugar a reacciones químicas entre los componentes químicos y el agente desinfectante en la planta de tratamiento, dando lugar a la formación de subproductos desinfectantes no deseados, además de una sobrecarga de la infraestructura existente (Vikram, Lipus, & Bibby, 2014).

### 6.3.3 Metales pesados

Además de los productos químicos empleados, el fluido residual generado por la fracturación hidráulica contiene varias sustancias tóxicas provenientes del subsuelo. Esto incluye metales pesados (arsénicos, plomo, cromo, mercurio), bencenos, grandes cantidades de sales y sustancias radiactivas provenientes del subsuelo (uranio, radio, radón) (Warner, Christie, Jackson, & Vengosh, 2013).

En un estudio se tomaron muestras de 100 pozos de agua potable que cubrían el yacimiento Barnett Shale y descubrieron niveles más altos de arsénico, selenio, estroncio y sólidos disueltos en pozos de agua que se encontraban a menos de tres kilómetros de distancia de donde se estaba realizando la fracturación hidráulica (R. B. Jackson, 2014).

## 6.4 Contaminación del aire

Las mediciones de la calidad del aire es una tarea compleja, ya que las variaciones de las condiciones meteorológicas (temperatura, dirección del viento, humedad...) afectan a las mediciones, al igual que las fuentes externas cercanas de emisiones como el tráfico cercano. Además de esto, para saber cómo afecta a la calidad del aire las actividades como la preparación del pozo, perforación y fractura hidráulica es necesario hacer comparaciones con datos de referencia, los cuales normalmente no están disponibles (Macey et al., 2014; Schade & Roest, 2016).

### 6.4.1 Emisiones de dióxido de carbono y metano

Las **emisiones atmosféricas** provenientes de la extracción de hidrocarburos no convencionales **comienzan con la construcción de la infraestructura necesaria, desde la preparación del pozo hasta la construcción de redes de tuberías, instalaciones de bombeo y de procesamiento**, incluyendo la construcción de caminos de acceso. Todo esto se traduce en emisiones de CO<sub>2</sub>.

En la actualidad, el grado en el que el gas de lutitas contribuye al cambio climático no está claro. Esto se debe a que tiene menores emisiones de CO<sub>2</sub> en la generación de electricidad si se compara con otros combustibles, pero las fugas de metano que se producen en la extracción del gas no convencional podrían no compensar esta reducción de CO<sub>2</sub>.

**El gas natural produce alrededor de un 45% menos de emisiones de dióxido de carbono por cada unidad quemada equivalente de carbón y un 30% menos que el petróleo.** Además, existen grandes reservas de este recurso, por lo que podría ser el combustible empleado hacia la transición de un futuro con emisiones de CO<sub>2</sub> muy reducidas (Brown, Krupnick, & Walls, 2009).

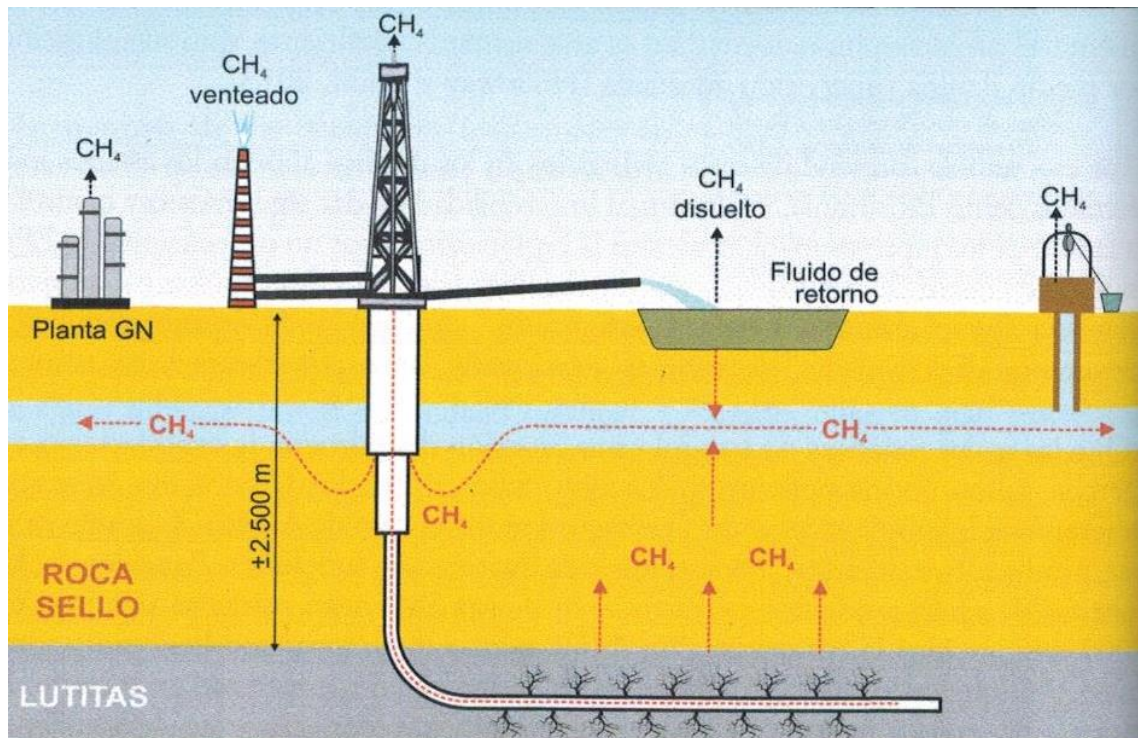
Las emisiones de gas de lutitas oscilan entre 412 y 1102 gramos de CO<sub>2</sub> equivalente por KWh, con una media global de 530 g de CO<sub>2</sub> equivalente por KWh. Mientras que la generación de electricidad a partir del carbón oscila entre 837 y 1130 gramos de CO<sub>2</sub> equivalente por KWh (Tagliaferri, Lettieri, & Chapman, 2015).

Con estos datos se podría pensar que el gas procedente de las lutitas ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en los Estados Unidos.

**El gas natural está compuesto por un 90% de metano, el cual tiene un ciclo de vida de 10-15 años, frente a los 50-200 años del CO<sub>2</sub>. El problema es que el metano tiene un efecto 23 veces más perjudicial sobre la atmósfera que el CO<sub>2</sub> (Tagliaferri et al., 2015). Por lo que el metano es un gas de efecto invernadero mucho más potente a corto plazo que el CO<sub>2</sub>.**

Las propiedades físicas del gas metano, baja viscosidad y baja densidad, facilitan su migración hacia la superficie cuando la integridad del pozo presenta deficiencias.

Las emisiones de metano proceden de fugas de equipos, tuberías y junto al fluido de retorno (*flowback*) del interior de la tierra, cuando se perfora e incluso cuando se agota la vida útil del pozo y es sellado mediante cemento (Brandt et al., 2014). En la *figura 6.5* se muestra los lugares posibles donde se produce la fuga de metano.



**Figura 6.5** Fugas de metano en varios lugares durante las actividades de *fracking*. Fuente: Peinado Lorca et al., 2015

Algunos estudios han sugerido que las **emisiones de metano de más del 11% de la producción total de gas negarían cualquier beneficio de cambiar el carbón por el gas** en la generación de electricidad (Howarth, 2014; Lamb et al., 2016). Sin embargo, los estudios de emisiones de metano en los pozos que emplean esta técnica estaban por debajo de ese porcentaje (Lamb et al., 2016).

Pero la realidad es que incluso con emisiones muy bajas de metano, la generación de electricidad a partir de gas de e lutitas es de varios órdenes de magnitud más perjudicial a la atmósfera que el de energía nuclear y renovable (Cooper et al., 2016).

Otro de los aspectos que es importante, pero que hasta ahora ha sido muy descuidado son las **emisiones asociadas con el movimiento de la tierra para poder llevar a cabo la perforación, construcción de vías de acceso y tuberías**. En la actualidad solo un estudio ha considerado el impacto del metano asociado al movimiento de tierras. Considerando esto, las emisiones podrían aumentar hasta 10 veces, dependiendo del tipo de suelo (Chen et al., 2017).

El desarrollo de gas de lutitas en **praderas emitiría 1,21 g de CO<sub>2</sub> equivalente por MJ de gas, mientras que el desarrollo en suelos de turba produciría 13,41 g CO<sub>2</sub> por MJ (este es el caso más habitual)**. Esto se debe a que los suelos actúan como sumideros de carbono y, si son perturbados, liberan carbono a la atmósfera en forma de dióxido de carbono y metano. Como la turba tiende a almacenar más carbono que otros suelos, también libera mayor cantidad que el resto (Chen et al., 2017).

Los motores diésel de alta potencia que se emplean para bombear el fluido de fracturación desprenden gran cantidad de CO<sub>2</sub>. Además, también hay que tener en cuenta las emisiones de CO<sub>2</sub> de todos los camiones empleados para el transporte del material, instalaciones, el agua necesario para la fracturación, los residuos que se llevan a plantas para ser tratados. Cuantificar esta cantidad es ampliamente difícil ya que el número de viajes durante la vida útil de un pozo es muy elevado.

#### **6.4.2 Emisiones de otros contaminantes**

Diversos contaminantes atmosféricos se emiten durante la extracción del gas o el petróleo, incluidos compuestos orgánicos volátiles (COV), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y partículas de sílice (Zavala-Araiza, Sullivan, & Allen, 2014).

La liberación de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) durante la extracción es un riesgo importante porque es venenoso para los seres humanos y es corrosivo. Esto último implica que puede corroer a los equipos y tuberías, pudiendo liberar más H<sub>2</sub>S y otros productos químicos al ambiente (Pirzadeh, Lesage, & Marriott, 2014). Se han producido incidentes en los que la liberación de H<sub>2</sub>S ha ocurrido después de la fracturación hidráulica. Esto se debe a que los productos químicos del fluido de fractura están reaccionando con el H<sub>2</sub>S y microorganismos en la formación rocosa, lo que lleva a producir la liberación del H<sub>2</sub>S (Cluff, Hartsock, MacRae, Carter, & Mouser, 2014; Pirzadeh et al., 2014).

Otros contaminantes atmosféricos (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub>) se emiten en el resto del ciclo de vida del pozo en el que se está extrayendo el hidrocarburo, causando impactos como la acidificación (descenso del pH del agua como consecuencia de la absorción de dióxido de carbono desde la atmósfera), agotamiento de la capa de ozono y *smog* fotoquímico.

Una vez que la vida útil del pozo ha terminado y el agua de retorno se bombea hacia el subsuelo, el metano y los compuestos orgánicos volátiles (COV) pueden fluir al aire. Cada vez más este fluido se contiene en tanques (pueden ser abiertos o cerrados), por lo que se produce la evaporación de productos tóxicos hacia la atmósfera (Robert B. Jackson et al., 2014).

Esswein realizó un estudio y demostró que los trabajadores de los pozos de perforación en los lugares de fracturación hidráulica estaban expuestos a polvo de sílice de hasta niveles 10 veces más alto del recomendado por el Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Laborales. Estos límites eran inadmisibles incluso con las máscaras contra polvo (Esswein et al., 2013).

Un artículo publicado en la revista *Environmental Science and Technology*, que utilizó como base de datos la del Organismo Nacional de Océano y Atmósfera (NOAA) (Suárez & Martínez, 2014) encontró que una pequeña ciudad de 18000 habitantes cerca de un yacimiento no convencional presenta unos picos de butano y metano que suponen entre cuatro y nueve veces los niveles de estos mismos contaminantes en Dallas, una ciudad cuya atmosfera es una de las más contaminadas de Estados Unidos.

#### **6.4.3 Emisiones del halón 1212 y smog fotoquímico**

El halón 1211 se emplea como retardante del fuego y refrigerante en diversos procesos relacionados con el uso y el mantenimiento de gaseoductos. Las fugas del halón producen el agotamiento del ozono. Estas emisiones afectan tanto a la extracción de gas convencional como no convencional. (Cooper et al., 2016)

Otro impacto relacionado con el aire es el potencial de creación de oxidantes fotoquímicos (POCP) conocidos como smog fotoquímico. Se debe a las fugas de COV y a las emisiones de los equipos in situ. (Schade & Roest, 2016)

En comparación con otras formas de obtener electricidad, el gas de lutitas tiene un POCP mucho más alto: hasta tres veces mayor que la energía solar fotovoltaica, 26 veces más que la eólica y 45 veces más grande que la nuclear (Cooper et al., 2016).

## 6.5 Movimientos sísmicos

Provocar microseismos para obtener imágenes e información sobre los estratos rocosos con depósitos de gas y petróleo es una práctica común en la explotación de recursos no convencionales. Pero estos microseismos son de una magnitud despreciable siendo de magnitud -1,5 en la escala Richter (Suárez & Martínez, 2014).

Las operaciones de bombeo en el fracking inyectan grandes cantidades de agua subterránea para romper la roca y liberar el gas o el petróleo. Esto puede causar pequeños terremotos, pero como el fracking dura un día o dos los terremotos son de escasa magnitud. (Peinado Lorca et al., 2015). Los temblores son causados por fracturas creadas durante el fracturamiento hidráulico, aumentando la tensión preexistente en la roca, dando como resultado un deslizamiento (Yang et al., 2015).

Como se ve en la *tabla 6.6*, los terremotos producidos por el *fracking* no son los únicos que se producen para la extracción de hidrocarburos o por el empleo de otras fuentes de energía. Son muchos más pequeños en magnitud que los relacionados con otras actividades. La magnitud es tan pequeña que no son apreciables en la superficie.

Actividad	Magnitud
Fracturamiento hidráulica del gas y petróleo de lutitas	1,0 < M < 3,8
Minería	1,6 < M < 5,6
Perforaciones para recopilación de información	2,8 < M < 3,1
Operaciones geotérmicas	1,0 < M < 4,6

**Tabla 6.6** Magnitud de terremotos de diferentes actividades. M: Magnitud referida a la escala de Richter. Elaboración propia a partir de Cooper et al., 2016

El aumento en la actividad de extracción de gas y petróleo aumenta el riesgo de que se produzcan nuevos terremotos. Un estudio reciente encontró relación entre la mayor frecuencia de inyección de aguas residuales y la magnitud de los terremotos (Improta, Valoroso, Piccinini, & Chiarabba, 2015).

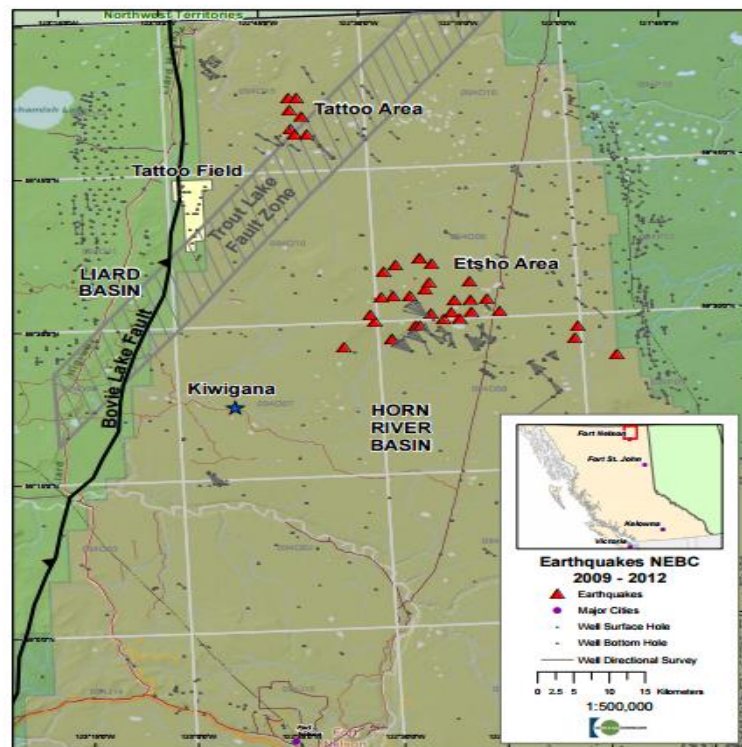
Los **terremotos con mayor magnitud** en la escala de Richter tuvieron lugar en Oklahoma, Ohio y Arkansas, pero **están asociados con los pozos en los que se inyecta las aguas residuales**, no con la aplicación de la fracturación propiamente (Corbyn, 2011).



La inyección de aguas residuales en pozos una vez que finalizan los trabajos fue la causa de los terremotos originados en Oklahoma, un estado en el que nunca se habían registrado terremotos. Algunos de ellos fueron de **grado 5,7**, los cuales dejaron dos heridos, más de veinte casas destruidas y varias carreteras dañadas. (Kearnen et al., 2013). Se ha demostrado que la inyección de aguas residuales induce sismicidad. Son poco frecuentes, pero pueden alcanzar magnitudes suficientemente altas para dañar edificios y producir lesiones a las personas (Davies et al., 2013).

Las mismas prácticas produjeron durante 2010 y 2011 unos 800 terremotos leves (menos de 3 grados en la escala Richter) en Arkansas (Eddigton, 2011). Los 800 terremotos producidos en dos años superaban en número a los registrados durante los últimos cien años en ese estado.

Entre 2009 y 2012, 31 sucesos sísmicos fueron registrados y ubicados en la cuenca del río Horn como se observa en la *figura 6.7*. Los triángulos muestran los epicentros de los seísmos. Una búsqueda en la base de datos nacional de terremotos entre 1985 y 2009 no mostraba seísmos en una zona cercana. Los seísmos oscilaron entre 2,2 y 3,8 en la escala de Richter y fueron causados por los trabajos realizados de extracción de gas y petróleo no convencional (Suárez & Martínez, 2014).



**Figura 6.7** Epicentros de los seísmos producidos en Horn River durante los años 2009-2012 Fuente: (Yang et al., 2015)

**Aunque estos terremotos son relativamente pequeños, ponen en peligro el cementado de los pozos, por lo que el pozo podría perder su integridad y, como consecuencia, poner en contacto las aguas residuales llenas de tóxicos y metano con aguas subterráneas.**

También hay registrados incidentes sísmicos en Europa. En junio de 2011, tuvieron lugar dos terremotos en Reunido Unido que obligaron a parar las actividades de exploración que se habían iniciado. El servicio Geólogo Británico realizó una investigación concluyendo que tales seísmos eran consecuencia del *fracking* (Jones, 2011).

Una explicación de por qué se producen los fenómenos sísmicos es la que sigue. **Las fallas, que son las que generan los terremotos, se cargan de esfuerzos para posteriormente descargarlos de forma cíclica cuando no pueden aguantar más la acumulación de energía. Cuando se extrajo el petróleo, la presión de la roca disminuyó, y la roca se contrajo. Posteriormente, a la hora de inyectar las aguas residuales tiene que volver a expandirse y es ahí donde hay riesgo de que se produzcan microfisuras y desplazamientos en el subsuelo (Peinado Lorca et al., 2015).**

Para evitar la propagación de microseísmos con esta técnica es necesario realizar un estudio geológico detallado para determinar las propiedades y naturaleza del terreno. Esto se realiza mediante el análisis de curvas presión, registros de temperatura y producción. Si el estudio refleja la posibilidad de que ocurra un seísmo no se debería de llevar a cabo la explotación en ese terreno.

## **6.6 Contaminación acústica**

El ruido es el primer fenómeno perturbador que perciben quienes viven cerca de una explotación de *fracking*. Perforar un pozo y fracturarlo lleva varias semanas en las que se emplea diferente equipo con una elevada potencia, generando una elevada cantidad de ruido.

El conjunto de todas las actividades que deben desarrollarse previamente a la etapa de producción conlleva entre 500 y 1500 días de actividades con un elevado impacto sonoro, especialmente la etapa de perforación (Suárez & Martínez, 2014).

Como se ha comentado en apartados anteriores, el número de viajes de los camiones es muy elevado, ya que tienen que transportar todo el material, instalaciones, agua, fluido hasta el lugar donde se vayan a realizar los trabajos. Tráfico y ruido van asociados.

Los habitantes más cercanos se quejan del incesante ruido de fondo. Primero el provocado por las actividades de construcción de plataformas y de las torres de perforación. Después, el causado por las máquinas encargadas de realizar la perforación. Por último y el más molesto, el ruido provocado por todos las bombas y compresores empleados para la extracción de gas y petróleo.

### **6.7 Impactos sobre el paisaje y el entorno**

Una de las repercusiones inevitables es la enorme ocupación de superficies y, como consecuencia, los importantes cambios que tienen lugar en el paisaje, ya que la densidad de pozos en esta actividad es muy elevada.

Las plataformas deben construirse, se deben conectar los pozos mediante rutas de accesos, realizar la instalación de tanques, etcétera. Para esto, es necesario transportar una gran cantidad de material y equipos, es decir, un número elevado de camiones. Todo esto se traduce en una ocupación de terreno.

En regiones montañosas como la formación de lutitas Marcellus, la perforación favorece la erosión. Los sedimentos son arrastrados y se depositan rápidamente en las aguas superficiales contaminando los hábitats de los peces que se encuentran en aguas limpias.

Además, cuando sopla el viento transporta las pequeñas partículas de sílice y llegan a poblaciones cercanas. Muchos vecinos tienen problemas respiratorios. Las personas que viven cerca las formaciones donde se practica *el fracking* tienen el doble de probabilidades de sufrir problemas respiratorios que los que se encuentran zonas lejanas (Dr. Wayne Feyeteisn, 2013).

Las torres de perforación miden entre 15 y 30 metros de altura, el levantamiento de ellas supone enormes nubes de polvo, alterando el paisaje inicial.

Además de afectar al paisaje, afecta a los residentes, a la vegetación y a los animales. El ganado y los animales salvajes, atraídos por el sabor salado de los fluidos del *fracking* y de las aguas residuales, ingieren estos productos y pueden acabar muriendo por envenenamiento.

## 6.8 Conclusiones

Una vez presentado los riesgos ambientales de la fracturación hidráulica, se presentan las conclusiones a las que se ha llegado:

- Utiliza un **consumo de agua mucho inferior que otras fuentes de energía** como pueden ser el carbón y la energía nuclear. Además, la tendencia actual es reciclar el agua en otros pozos, lo que reduce aún más el consumo. El principal problema es que una vez se **mezcla el agua con los aditivos químicos no puede volver a ser utilizada por las personas** debido a su alta toxicidad e incluso radioactividad.
- Una vez que el fluido de retorno no se va a emplear en otros pozos se inyecta a grandes profundidades. Esta es una buena medida cuando el pozo se encuentra cementado correctamente y su integridad es la correcta. Pero en muchos casos existen **pozos abandonados sin registrar en los yacimientos y el fluido de retorno puede volver a la superficie atravesándolos y contaminando a los acuíferos en su paso**. Por lo que es primordial asegurarse que no existen pozos abandonados que sirvan como vía al fluido de retorno para alcanzar acuíferos.
- Las emisiones de CO<sub>2</sub> en la generación de electricidad son la mitad que las de carbón, por lo que si se realiza un encamisado de forma adecuada y monitorizando cada etapa del proceso, **consiguiendo evitar las fugas de metano, supondría reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en la generación de electricidad**.
- Las **actividades sísmicas pueden ser detectadas por estudios geológicos previos a la perforación del pozo**, por lo que es indispensable realizarlas para evitar posibles seísmos de magnitud considerable. Si realizando las pruebas se detectan riesgos sísmicos, el *fracking* no debe emplearse.
- El material radiactivo extraído del interior del subsuelo no supone un alto riesgo ambiental si no llega a los acuíferos, por ello en las **etapas previas a la extracción tienen el objetivo principal de asegurar la integridad del pozo**.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

# Capítulo 7

## *ANÁLISIS DE DERRAMES RELACIONADOS CON EL FRACKING*

7.1 Introducción

7.2 Vía y mecanismo causal

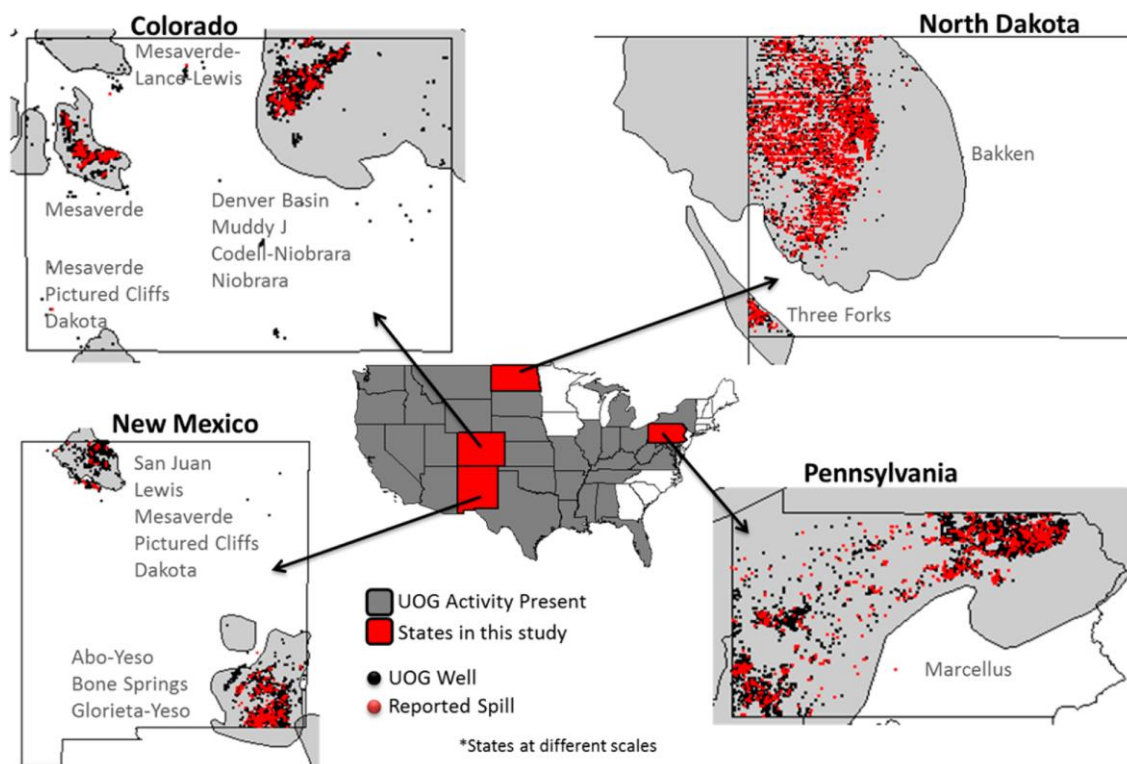
7.3 Análisis de los resultados

7.4 Conclusiones



## 7.1 Introducción

En este capítulo se van a presentar datos de derrames entre 2005 y 2014 en 31481 pozos no convencionales de Colorado, Nuevo México, Dakota del Norte y Pensilvania.



**Figura 7.1** Estados seleccionados para el estudio de derrames de pozos no convencionales. Fuente: Patterson et al., 2017

Se han seleccionado estos cuatro estados por su importancia como productores de gas y petróleo no convencionales, y porque se ha podido obtener una elevada cantidad de información de forma precisa.

Pensilvania fue el único estado de los cuatro que tiene una base independiente de incidentes para los pozos no convencionales (Maloney et al., 2017).

Los registros y notificaciones de incidentes dependen de cada estado, lo que resulta más complejo a la hora de analizar los derrames ocurridos. Un reglamento estandarizado ayudaría a notificar y consultar los derrames con precisión y rapidez con el objetivo de prevenir los riesgos y mitigar los posibles daños ambientales. Los estados determinan cuándo y cómo se informan los derrames relacionados con la extracción de petróleo y gas no convencional.

Los derrames son eventos en los que una descarga no autorizada liberó algún tipo de sustancia, independientemente de si el derrame se mantuvo dentro de los límites permitidos del pozo o migró a las aguas subterráneas o superficiales (Maloney et al., 2017).

Los datos de derrame recopilados por los estados proporcionan una rica oportunidad para conocer mejor cuándo es más probable que los derrames ocurran, donde es más probable que ocurra y las causas por las que se producen (Patterson et al., 2017a).

Aunque existen derrames que son propios para los pozos no convencionales como productos químicos de fracturación y flujo de retorno, existen otros como derrames de agua o lodo de perforación que también pueden ocurrir en los pozos convencionales.

Para este análisis se va a tener en cuenta los siguientes factores:

1. Probabilidad de que ocurra un derrame en función de la edad del pozo.
2. Riesgo de que se produzca un derrame en las diferentes partes del pozo.
3. Volumen liberado.
4. Causa del derrame.

Los volúmenes medios de derrame tenían una media que variaba en función del lugar, desde los 0,5 m<sup>3</sup> en Pensilvania hasta los 4,9 m<sup>3</sup> en Nuevo México. Los derrames más grandes superaron los 100 m<sup>3</sup>.

## 7.2 Vía y mecanismo causal

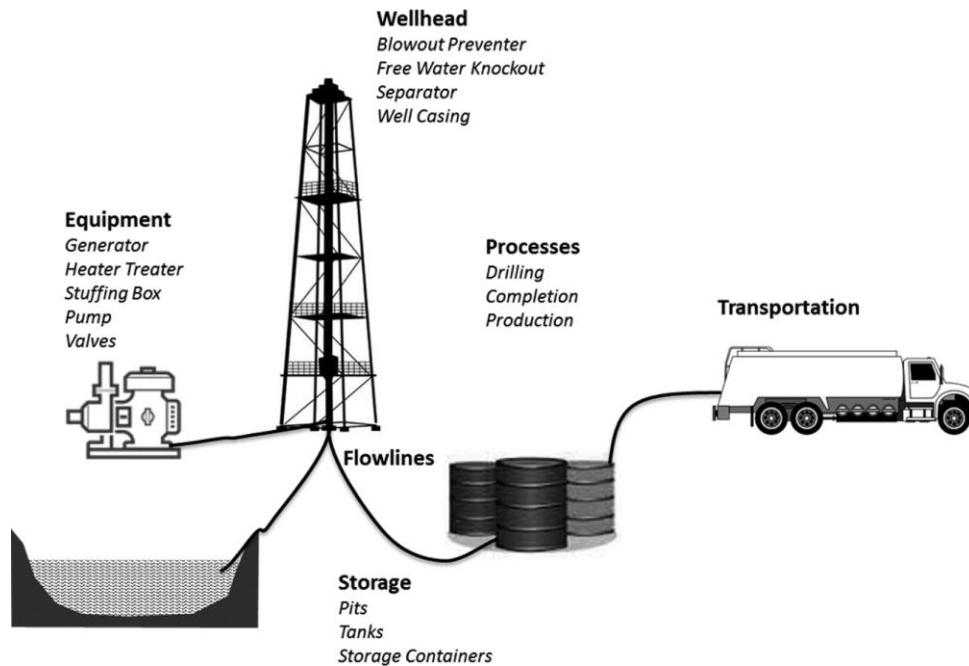
Para que se produzca un derrame debe haber un **medio por el cual los materiales fueron liberados (vía)** y un **mecanismo causal** (como un error humano o deterioro de un equipo). Por ejemplo, un tanque (vía) liberó agua hacia la superficie debido al mal funcionamiento de la válvula (mecanismo causal).

En los estudios se identifican las vías y los mecanismos causales para cada derrame con el fin de determinar las rutas más probables de los derrames y poder prestar especial atención.

En el estudio se consideraron todas las etapas del *fracking*, no solo la etapa de fracturación hidráulica.

Las vías más registradas son **tanques y tuberías por las que circula el fluido**.





**Figura 7.2** Vías comunes de derrames. Fuente: Patterson et al., 2017

Los mecanismos causales se van a clasificar en 4 tipos: fallos de equipos, fallos debido a condiciones ambientales, errores humanos y desconocidos.

Los **fallos de los equipos** abarcan desde fugas debido a la corrosión hasta problemas mecánicos específicos de equipos como válvulas, bridas o juntas.

Los derrames de equipos que fallaron debido a condiciones extremas, tales como válvulas agrietadas debido a la congelación, se consideran derrames causados por las **condiciones ambientales**. También se incluyen aquí inundaciones, lluvias, fuertes vientos y deslizamiento de las rocas.

Los **errores humanos** incluyen la manipulación incorrecta de la posición de las válvulas, mala comunicación entre el personal de transporte y el que se encuentra en la plataforma, mala perforación y vertidos ilegales.

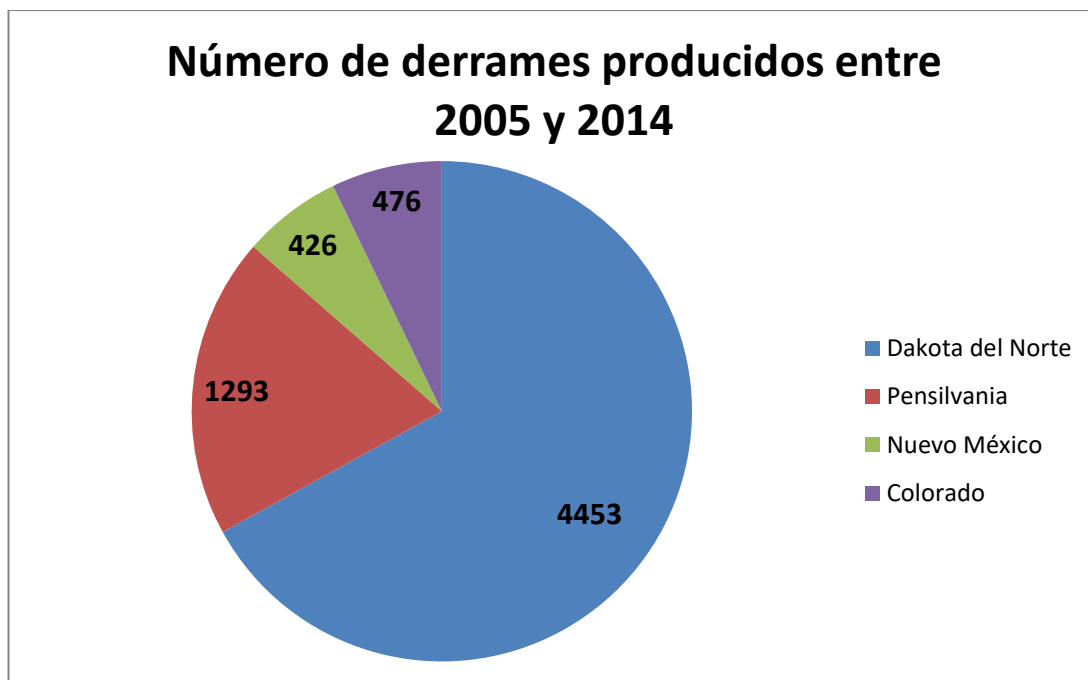
Las **causas desconocidas** son aquellos que no se conoce su procedencia, bien porque no existía un registro determinado para asociar el derrame con un mecanismo causal o porque el derrame no se pudo asociar a ninguna de las otras tres causas.

### 7.3 Análisis de los resultados

Dada la rápida y creciente expansión de los pozos no convencionales, la mayoría de los datos mostrados provienen de pozos jóvenes (la media de edad fue de pozos con 4 años de vida).

La **tasa anual de derrames** se calculó dividiendo el número de derrames en un año por el número de pozos perforados.

Entre **2005 y 2014** hubo **6648 derrames reportados en los cuatro estados**. En Dakota del norte se reportó la mayor cantidad de derrames, 4453, y la tasa de derrame más alta 12,2%. Pensilvania registró 1293 derrames (4,3%). Nuevo México 426 derrames, 3,1%) y Colorado 476 derrames (1,1%) (Patterson et al., 2017a).



**Gráfico 7.3** Número de derrames producidos en 4 estados entre 2005 y 2014. Elaboración propia a partir de los datos de Patterson et al., 2017

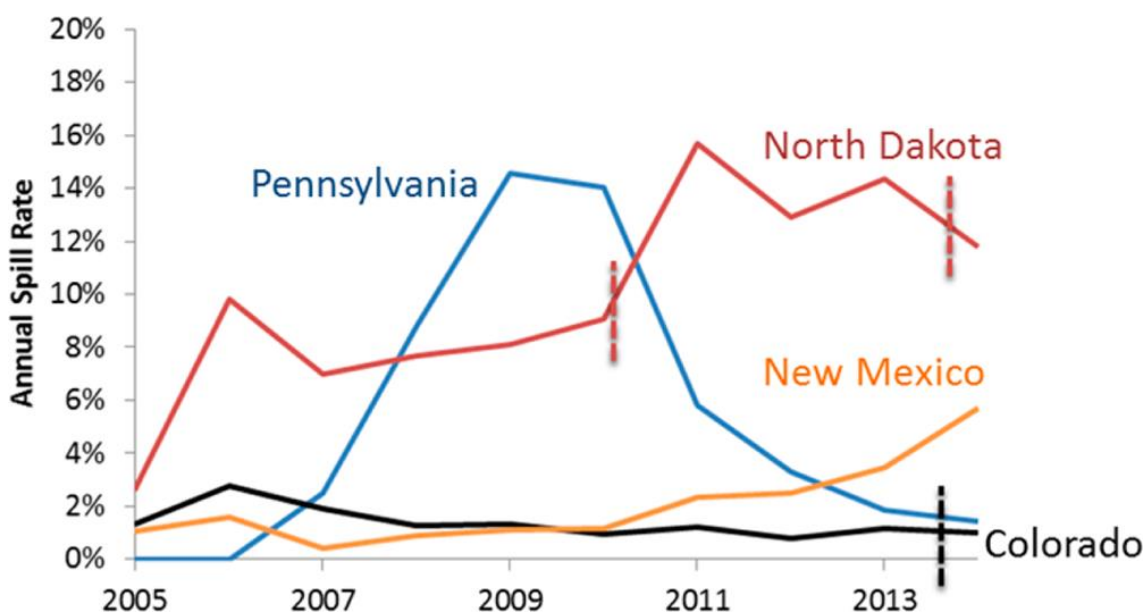
El número de incidentes que fueron registrados por derrames varió durante estos años por diferentes motivos que se explican a continuación:

La transición de **Dakota del Norte** de una notificación verbal a una notificación por escrito coincide con un aumento de las tasas de derrames de un 3-4% en el año 2010. Después la reducción del umbral de la cantidad derramada a partir de la cual tenía que ser notificada fue más pequeña, por lo que supuso un incremento del número de derrames registrados (Patterson et al., 2017).

En el año 2000, **Colorado** solo requería que se informaran sobre los derrames mayores de 210 galones (795 litros). Después de 2014 el umbral bajó a 42 galones (160 litros). Este cambio ocurrió durante el último año del análisis por lo que apenas se notó un incremento de las tasas en los años anteriores (Sanchés, 2016).

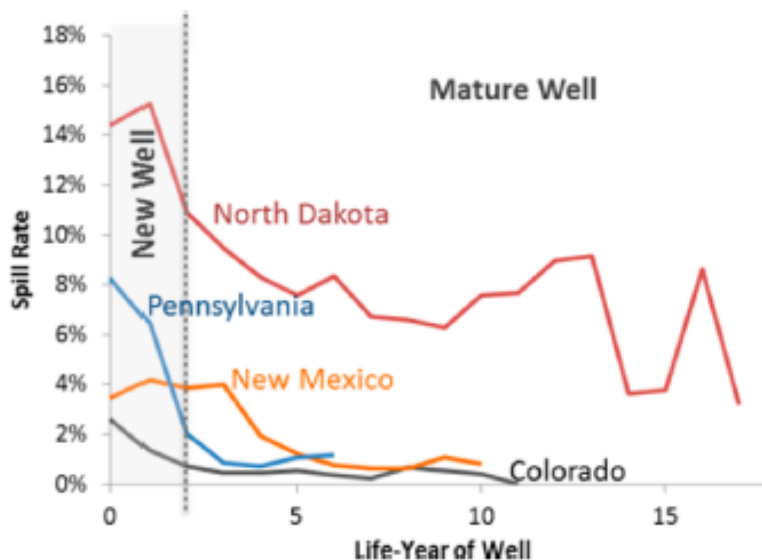
Los umbrales de notificación en **Pensilvania** fueron los mismos durante los años que comprende el estudio. Sin embargo, un aumento del número de pozos en 2009 junto con la duplicación del número de inspectores (de 35 a 76) (Wiseman, 2012) supusieron un aumento de los derrames producidos. Las tasas de derrames fueron poco a poco disminuyendo en gran parte gracias a la creación de la Oficina de Gestión de Petróleo y Gas dentro del Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania (Rahm et al., 2015).

Las tasas de derrame de **Nuevo México** aumentaron entre 2012 y 2013, lo que coincidía con un aumento de la producción. Durante este período, algunas empresas decidieron que era más barato descargar ilegalmente el agua producida que tratarla (Sanchés, 2016).



**Gráfico 7.4** Tasa de derrame anual. Las líneas verticales indican los cambios significativos explicados anteriormente. Patterson et al., 2017

La tasa de derrame por año de vida del pozo fue mayor en los tres primeros años del pozo. La tasa media de derrames osciló entre el 2% (Colorado) y el 15% (Dakota del Norte). La tasa de derrames fue disminuyendo con el paso del tiempo como se observa en la *gráfica 7.5*



**Gráfico 7.5** Tasa de derrames en función del tiempo de vida del pozo. (Patterson et al., 2017)

El volumen de agua reportado en los derrames varió desde el más pequeño con 0,004 m<sup>3</sup> hasta el más grande con 3576 m<sup>3</sup> (Patterson et al., 2017).

El volumen total de derrames reportados entre 2005 y 2014 fue de 970 m<sup>3</sup> en Pensilvania, 5373 m<sup>3</sup> en Colorado, 6562 m<sup>3</sup> en México y 33850 m<sup>3</sup> en Dakota del Norte. A diferencia de las tasas de derrames, el volumen de derrames no estaba claramente relacionado con el año de vida del pozo (Patterson et al., 2017).

Del total de los derrames, 1322 se produjeron por vías desconocidas, 1405 en tanques de almacenamiento, 322 en pozos, 190 entre tanques y pozos (no estaba muy claro a cuál de las dos vías correspondía), 1396 por derrames en las vías de fluido mostradas en la *figura 7.2* y, 519 asociadas con el transporte de camiones (de las cuales el 452 fueron producidas en las actividades de carga y descarga) (Lauer, Harkness, & Vengosh, 2016).

En la *tabla 7.6* se muestra la tasa anual de derrames por cada mil pozos.

Derrames debido a:	Colorado	Nuevo México	Dakota del Norte	Pensilvania	Media
Explosión	0,2	0,5	2	0,1	0,8
Tareas de perforación	0,5	0,2	0,6	0,7	0,5
Tareas finalización del pozo	0,3	0,4	0,2	0,6	0,4
Almacenamiento en tanques	3,5	10,1	27,7	6,8	12,3
Pozos	0,5	0,8	1,2	11,5	3,4
Vías de fluido	2,2	6,9	31,4	2	11,4
Transporte	1,6	1,9	10,3	1,7	4,3
Calentadores	0,1	1,6	10,4	0	3,3
Tuberías	0,5	2,1	3,1	0,2	1,4
Almacén de residuos	0,2	0,8	8,2	0	2,6
Ruptura del cabezal del pozo	0,4	1,3	0,6	0,2	0,5
Tanque almacenamiento agua limpia	0	0,8	0,1	0	0,1
Otros	0,3	1,4	2,2	2,7	1,6
Desconocidos	0,4	1,1	23,6	15,5	11,1
<b>Total</b>	<b>11,4</b>	<b>31,4</b>	<b>122</b>	<b>43</b>	<b>54,6</b>

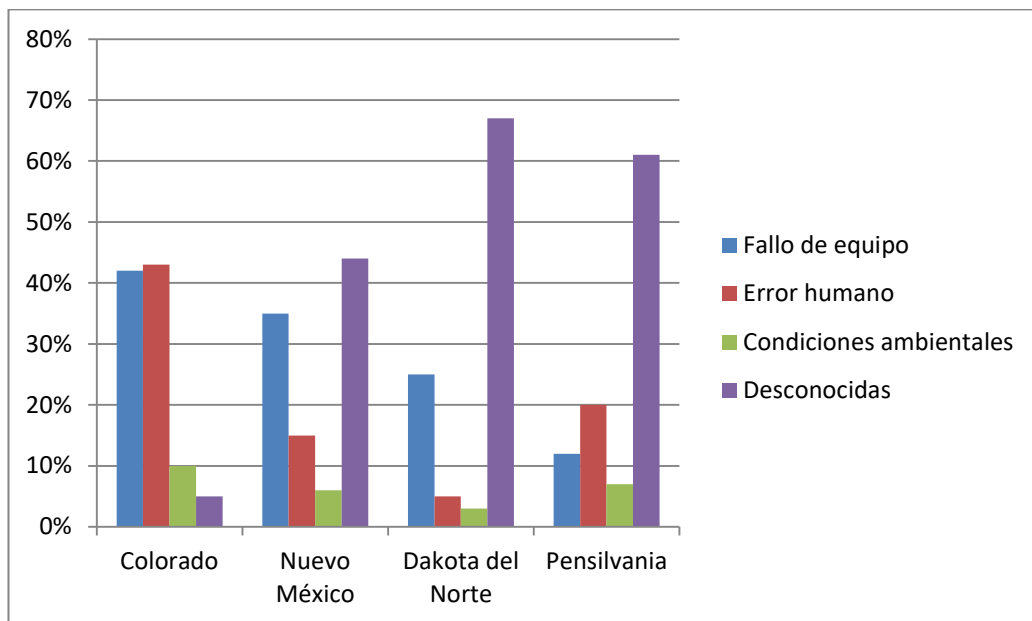
**Tabla 7.6** Vías más frecuentes de derrame para cada estado. Elaboración propia a partir de datos de Patterson et al., 2017

Los datos indican que por cada 1000 pozos perforados, 12 pozos experimentan un derrame relacionado con los tanques y 11 pozos experimentaron un derrame relacionado con las vías de flujo. Estas son las dos causas más altas junto a las desconocidas. Aproximadamente un pozo de cada mil tuvo una explosión.

En la *tabla 7.7* y en el *gráfico 7.8* se muestran los porcentajes de los mecanismos causales que produjeron los derrames.

	Colorado	Nuevo México	Dakota del Norte	Pensilvania
Fallo de equipo	42%	35%	25%	12%
Error humano	43%	15%	5%	20%
Condiciones ambientales	10%	6%	3%	7%
Desconocidas	5%	44%	67%	61%

**Tabla 7.7** Mecanismos causales de las fugas para cada estado. Elaboración propia a partir de datos de Patterson et al., 2017



**Gráfico 7.8** Mecanismos causales de las fugas para cada estado. Elaboración propia a partir de datos de Patterson et al., 2017

En Colorado y Nuevo México, la causa del derrame se solicita explícitamente en el formulario de informe. Por el contrario, en Dakota del Norte y Pensilvania muchos derrames no pueden ser asociados a una causa concreta, ya que el registro de incidentes no solicita de forma concreta el mecanismo causal.

## 7.4 Conclusiones

La tasa de derrames varía mucho en función del estado, desde el 12,2 % de Dakota del norte hasta el 1,1% de Colorado. Estos resultados no son extrapolables para el resto de países que empleen esta técnica, ya que existen diferentes umbrales a partir de los que hay que informar.

**Las tasas de derrame indicaban que por cada 1000 pozos hubo 11 derrames en Colorado y 122 derrames en Dakota del Norte.**

**El 75% de los derrames ocurrieron dentro de los tres primeros años de vida del pozo.** A medida que la vida útil del pozo crecía los derrames registrados disminuían considerablemente.

Además, se encuentra que entre un **26% y 53% de los derrames ocurren en pozos que experimentaron más de un derrame.**

En los cuatro estados, **el 50% de los derrames estaban relacionados con el almacenamiento y por el movimiento del fluido a través de las tuberías** (Gao & You, 2015).

La información de los derrames y los umbrales mínimos de cuantificación deben ser **estandarizados para todos los estados**, de esta manera se tendría mayor información sobre los sucesos que ocurren. Es importante el momento de presentar los informes, ya que cuanto antes se pida al operador que registre una descripción de un derrame, más probable será que la información sea exacta.

Una solución podría ser establecer **una base de datos centralizada** que permitiría a los órganos reguladores estatales y a las partes interesadas identificar las tendencias, las causas más comunes de derrames para poder **evitar que se produzcan los derrames o en caso de que se produjeran minimizar sus riesgos sobre el medio ambiente.**







Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

# *Capítulo 8*

## **CONCLUSIONES**

8.1 Conclusiones

8.2 Trabajos futuros



## 8.1 Conclusiones

Se ha realizado una evaluación del impacto ambiental en la que se ha tenido en cuenta el consumo de agua, la contaminación del agua, la contaminación del aire, producción de seísmos, impacto acústico y paisajístico. En este análisis se ha considerado desde la exploración del pozo hasta el sellado una vez que finaliza su vida útil.

Se ha realizado una comparación de las principales fuentes de energía considerando la calidad, continuidad y especialmente de la tasa de retorno energética.

Se ha explicado el declive que han sufrido los hidrocarburos convencionales en los últimos años mediante la teoría de Hubbert.

Se ha descrito las etapas de fracturación hidráulica junto con los mecanismos de seguridad asociados para evitar posibles incidentes ambientales.

Se ha comentado la diferencia que existe entre la legislación de Estados Unidos y Europa, viendo que Europa solo dispone de recomendaciones.

Se han explicado los datos de derrames recogidos de pozos que emplean la fracturación hidráulica en Estados Unidos, teniendo en cuenta la dificultad de obtener estos datos, ya que no existe una base de datos unificada y cada estado registra la información de una manera distinta.

## 8.2 Trabajos futuros

Con el objetivo de completar este trabajo se ofrecen posibles temas de trabajo en un futuro:

- Realizar el impacto social y económico de la fracturación hidráulica para tener una visión completa de esta técnica.
- Profundizar en las cantidades de agua que se emplean en la fracturación hidráulica y analizar cómo han ido descendiendo desde el año 2011, cuando se comenzó a reciclar el agua de forma continuada.
- Realizar un estudio detallado del impacto ambiental que generan los productos químicos empleados en la fracturación hidráulica.
- Presentar datos reales de incidentes que ocurran mediante indicadores como tasa de fuga del metano, tasa de acuíferos contaminados o número de seísmos producidos por cada mil pozos. Con el fin identificar los problemas ambientales más habituales y poder actuar para reducir su impacto ambiental.
- Determinar el estado de los pozos que han sido abandonados, para conocer el estado de la integridad de los pozos y, ver si han contaminado acuíferos en los años que no se ha estado extrayendo hidrocarburos. De esta manera, se ofrecerá una visión general de la situación que puede esperarse en un futuro.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

# *Capítulo 9*

## *REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS*



A continuación se muestran los artículos científicos de donde se ha extraído la información de este trabajo:

Arthur, M. A., & Cole, D. R. (2014). Unconventional Hydrocarbon Resources:

Prospects and Problems. *Elements*, 10(4), 257-264.

<https://doi.org/10.2113/gselements.10.4.257>

Brandt, A. R., Heath, G. A., Kort, E. A., O'Sullivan, F., Petron, G., Jordaan, S. M.,

... Harriss, R. (2014). Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. *Science*, 343(6172), 733-735.

<https://doi.org/10.1126/science.1247045>

Bridgeman, B. (2017). Population growth underlies most other environmental

problems: Comment on Clayton et al. (2016). *American Psychologist*,

72(4), 386-387. <https://doi.org/10.1037/amp0000137>

Brown, S. P. A., Krupnick, A. J., & Walls, M. A. (2009). *Natural Gas: A Bridge to*

*a Low-Carbon Future?* Recuperado a partir de

[http://www.rff.org/News/Press\\_Releases/Pages/New-US-Gas-Supplies-a-bridge-to-a-low-carbon-future.aspx](http://www.rff.org/News/Press_Releases/Pages/New-US-Gas-Supplies-a-bridge-to-a-low-carbon-future.aspx)

Chen, Y., He, L., Guan, Y., Lu, H., & Li, J. (2017). Life cycle assessment of

greenhouse gas emissions and water-energy optimization for shale gas

supply chain planning based on multi-level approach: Case study in

Barnett, Marcellus, Fayetteville, and Haynesville shales. *Energy*

*Conversion and Management*, 134, 382-398.

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.12.019>

Clark, C. E., Horner, R. M., & Harto, C. B. (2013). Life Cycle Water Consumption

for Shale Gas and Conventional Natural Gas. *Environmental Science &*

*Technology*, 47(20), 11829-11836.

<https://doi.org/10.1021/es4013855>

Cluff, M. A., Hartsock, A., MacRae, J. D., Carter, K., & Mouser, P. J. (2014).  
Temporal Changes in Microbial Ecology and Geochemistry in Produced  
Water from Hydraulically Fractured Marcellus Shale Gas Wells.

*Environmental Science & Technology*, 48(11), 6508-6517.

<https://doi.org/10.1021/es501173p>

Consumo de electricidad per cápita por país - Mapa Comparativo de Países -  
Mundo. (s. f.). Recuperado 20 de marzo de 2017, a partir de

<http://www.indexmundi.com/map/?v=81000&l=es>

Cooley, H., & Donnelly, K. (2014). Hydraulic Fracturing and Water Resources.  
En P. H. Gleick (Ed.), *The World's Water* (pp. 63-81). Washington, DC:  
Island Press/Center for Resource Economics.

[https://doi.org/10.5822/978-1-61091-483-3\\_4](https://doi.org/10.5822/978-1-61091-483-3_4)

Cooper, J., Stamford, L., & Azapagic, A. (2016). Shale Gas: A Review of the  
Economic, Environmental, and Social Sustainability. *Energy  
Technology*, 4(7), 772-792.

<https://doi.org/10.1002/ente.201500464>

Davies, R., Foulger, G., Bindley, A., & Styles, P. (2013). Induced seismicity and  
hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons. *Marine and  
Petroleum Geology*, 45, 171-185.

<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.03.016>

Davies, R. J., Almond, S., Ward, R. S., Jackson, R. B., Adams, C., Worrall, F., ...  
Whitehead, M. A. (2014). Oil and gas wells and their integrity:  
Implications for shale and unconventional resource exploitation.



*Marine and Petroleum Geology*, 56, 239-254.

<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.03.001>

Davies, R. J., Mathias, S. A., Moss, J., Hustoft, S., & Newport, L. (2012).

Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology*, 37(1), 1-6.

<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.04.001>

DIRECTIVA 2000/60/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de octubre de 2000 por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas (2000).

DIRECTIVA 2004/35/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 21 abril de 2004 sobre responsabilidad medioambiental en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales (2004).

DIRECTIVA 2006/118 CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 12 de diciembre de 2006 relativa a la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro (2006).

DIRECTIVA 2008/1/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO 15 de enero de 2008 relativa a la prevención y al control integrado de la contaminación (2008).

Gamper-Rabindran, S. (2014). Information Collection, Access, and

Dissemination to Support Evidence-Based Shale Gas Policies. *Energy Technology*, 2(12), 977-987.

<https://doi.org/10.1002/ente.201402114>

Gao, J., & You, F. (2015). Shale Gas Supply Chain Design and Operations toward Better Economic and Life Cycle Environmental Performance: MINLP Model and Global Optimization Algorithm. *ACS Sustainable*

*Chemistry & Engineering*, 3(7), 1282-1291.

<https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.5b00122>

Hall, C. A. S., Lambert, J. G., & Balogh, S. B. (2014a). EROI of different fuels and the implications for society. *Energy Policy*, 64, 141-152.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.049>

Heinberg, R., & Peinado Lorca, M. (2014). *Fracking: el bálsamo milagroso : la falsa promesa del fracking hace peligrar nuestro futuro*. Barcelona: Icaria.

Howarth, R. W. (2014). A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. *Energy Science & Engineering*, 2(2), 47-60. <https://doi.org/10.1002/ese3.35>

Improta, L., Valoroso, L., Piccinini, D., & Chiarabba, C. (2015). A detailed analysis of wastewater-induced seismicity in the Val d'Agri oil field (Italy): wastewater induced seismicity in Italy. *Geophysical Research Letters*, 42(8), 2682-2690. <https://doi.org/10.1002/2015GL063369>

*Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*. (2013). Washington, D.C.: National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/13355>

Jackson, R. B. (2014). The integrity of oil and gas wells. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 111(30), 10902-10903.

<https://doi.org/10.1073/pnas.1410786111>

Jackson, Robert B., Vengosh, A., Carey, J. W., Davies, R. J., Darrah, T. H., O'Sullivan, F., & Pétron, G. (2014). The Environmental Costs and Benefits of Fracking. *Annual Review of Environment and Resources*, 39(1), 327-362. <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-031113-144051>

- Kerr, R. A. (2010). Natural Gas From Shale Bursts Onto the Scene. *Science*, 328(5986), 1624-1626.  
<https://doi.org/10.1126/science.328.5986.1624>
- Lamb, B. K., Cambaliza, M. O. L., Davis, K. J., Edburg, S. L., Ferrara, T. W., Floerchinger, C., ... Whetstone, J. (2016). Direct and Indirect Measurements and Modeling of Methane Emissions in Indianapolis, Indiana. *Environmental Science & Technology*, 50(16), 8910-8917.  
<https://doi.org/10.1021/acs.est.6b01198>
- Lauer, N. E., Harkness, J. S., & Vengosh, A. (2016). Brine Spills Associated with Unconventional Oil Development in North Dakota. *Environmental Science & Technology*, 50(10), 5389-5397.  
<https://doi.org/10.1021/acs.est.5b06349>
- Ley de Política Energética de 2005, relativa a la producción de energía en Estados Unidos. (2005).
- Lutz, B. D., Lewis, A. N., & Doyle, M. W. (2013). Generation, transport, and disposal of wastewater associated with Marcellus Shale gas development: RAPID COMMUNICATION. *Water Resources Research*, 49(2), 647-656. <https://doi.org/10.1002/wrcr.20096>
- Macey, G. P., Breech, R., Chernaik, M., Cox, C., Larson, D., Thomas, D., & Carpenter, D. O. (2014). Air concentrations of volatile compounds near oil and gas production: a community-based exploratory study. *Environmental Health*, 13(1). <https://doi.org/10.1186/1476-069X-13-82>
- Maloney, K. O., Baruch-Mordo, S., Patterson, L. A., Nicot, J.-P., Entrekin, S. A., Fargione, J. E., ... Wiseman, H. J. (2017). Unconventional oil and gas

spills: Materials, volumes, and risks to surface waters in four states of the U.S. *Science of The Total Environment*, 581-582, 369-377.

<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2016.12.142>

Murray, K. E. (2013). State-Scale Perspective on Water Use and Production Associated with Oil and Gas Operations, Oklahoma, U.S. *Environmental Science & Technology*, 47(9), 4918-4925.

<https://doi.org/10.1021/es4000593>

Nicot, J.-P., & Scanlon, B. R. (2012). Water Use for Shale-Gas Production in Texas, U.S. *Environmental Science & Technology*, 46(6), 3580-3586.

<https://doi.org/10.1021/es204602t>

Nicot, J.-P., Scanlon, B. R., Reedy, R. C., & Costley, R. A. (2014). Source and Fate of Hydraulic Fracturing Water in the Barnett Shale: A Historical Perspective. *Environmental Science & Technology*, 48(4), 2464-2471.

<https://doi.org/10.1021/es404050r>

Patterson, L. A., Konschnik, K. E., Wiseman, H., Fargione, J., Maloney, K. O., Kiesecker, J., ... Saiers, J. E. (2017b). Unconventional Oil and Gas Spills: Risks, Mitigation Priorities, and State Reporting Requirements. *Environmental Science & Technology*, 51(5), 2563-2573.

<https://doi.org/10.1021/acs.est.6b05749>

Peinado Lorca, M., Universidad de Alcalá, & Cátedra de Medio Ambiente. (2015). *Fracking: el espectro que sobrevuela Europa*. Barcelona: Icaria.

Pirzadeh, P., Lesage, K. L., & Marriott, R. A. (2014). Hydraulic Fracturing Additives and the Delayed Onset of Hydrogen Sulfide in Shale Gas.

*Energy & Fuels*, 28(8), 4993-5001.

<https://doi.org/10.1021/ef501059k>

Rabe, B. G., & Borick, C. (2013). Conventional Politics for Unconventional Drilling? Lessons from Pennsylvania's Early Move into Fracking Policy Development: Conventional Politics for Unconventional Drilling. *Review of Policy Research*, 30(3), 321-340.

<https://doi.org/10.1111/ropr.12018>

Rahm, B. G., Vedachalam, S., Bertoia, L. R., Mehta, D., Vanka, V. S., & Riha, S. J. (2015). Shale gas operator violations in the Marcellus and what they tell us about water resource risks. *Energy Policy*, 82, 1-11.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.02.033>

Schade, G. W., & Roest, G. (2016). Analysis of non-methane hydrocarbon data from a monitoring station affected by oil and gas development in the Eagle Ford shale, Texas. *Elementa: Science of the Anthropocene*, 4, 000096. <https://doi.org/10.12952/journal.elementa.000096>

Suárez, I., & Martínez, R. (2014). *Fracking*. Madrid: Catarata.

Tagliaferri, C., Lettieri, P., & Chapman, C. (2015). Life Cycle Assessment of Shale Gas in the UK. *Energy Procedia*, 75, 2706-2712.

<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.685>

Tavakkoli, S., Lokare, O. R., Vidic, R. D., & Khanna, V. (2017). A techno-economic assessment of membrane distillation for treatment of Marcellus shale produced water. *Desalination*, 416, 24-34.

<https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.04.014>

Vengosh, A., Jackson, R. B., Warner, N., Darrah, T. H., & Kondash, A. (2014). A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional

Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States.

*Environmental Science & Technology*, 48(15), 8334-8348.

<https://doi.org/10.1021/es405118y>

Vidic, R. D., Brantley, S. L., Vandebossche, J. M., Yoxtheimer, D., & Abad, J. D.

(2013). Impact of Shale Gas Development on Regional Water Quality.

*Science*, 340(6134), 1235009-1235009.

<https://doi.org/10.1126/science.1235009>

Vikram, A., Lipus, D., & Bibby, K. (2014). Produced Water Exposure Alters

Bacterial Response to Biocides. *Environmental Science & Technology*,

48(21), 13001-13009. <https://doi.org/10.1021/es5036915>

Warner, N. R., Christie, C. A., Jackson, R. B., & Vengosh, A. (2013). Impacts of

Shale Gas Wastewater Disposal on Water Quality in Western

Pennsylvania. *Environmental Science & Technology*, 47(20), 11849-

11857. <https://doi.org/10.1021/es402165b>

Watson, T. L., & Bachu, S. (2007). Evaluation of the Potential for Gas and CO<sub>2</sub>

Leakage Along Wellbores. Society of Petroleum Engineers.

<https://doi.org/10.2118/106817-MS>

Wiseman, H. (2012). State regulation: Regulatory risks in tight oil and gas

development. *Natural Gas & Electricity*, 29(5), 6-13.

<https://doi.org/10.1002/gas.21651>

Yang, H., Zhang, H., Cai, Z., Chen, S., Yuan, F., Wang, H., ... Li, C. (2015). The

Relationship between Geomechanical Response of Natural Fractures

and Reservoir Productivity in Keshen Tight Sandstone Gas Field, Tarim

Basin, China. Society of Petroleum Engineers.

<https://doi.org/10.2118/176840-MS>

Zavala-Araiza, D., Sullivan, D. W., & Allen, D. T. (2014). Atmospheric Hydrocarbon Emissions and Concentrations in the Barnett Shale Natural Gas Production Region. *Environmental Science & Technology*, 48(9), 5314-5321. <https://doi.org/10.1021/es405770h>