



**El gas natural no convencional. El gas natural como
energía puente entre el presente energético y el
deseable futuro sostenible.**

Autor: Juan García Portero

Institución: Colegio Oficial de Geólogos

Resumen

La humanidad en su conjunto es hoy en día muy dependiente de las energías fósiles más contaminantes, el carbón y el petróleo. Este es un rasgo muy característico de prácticamente todos los países, especialmente de los que están emergiendo como los grandes consumidores mundiales de energía. Según la Agencia Internacional de la Energía, en el año 2008 el desglose del mix energético mundial era: petróleo, 33'1%; carbón, 27%; energías renovables, 12'9%; nuclear, 5'8% y gas natural, 21'2%. Para ese mismo año, en China, el porcentaje de participación del carbón en su mix energético era del 66% y, según estimaciones del mismo organismo, solo se reducirá hasta el 63% en el año 2035 (implica aumento de las toneladas consumidas). En caso de no disponer de alguna fuente de energía barata, abundante y limpia, las grandes potencias emergentes, y en menor medida también los países desarrollados, basarán su desarrollo futuro en un considerable consumo de carbón, que es abundante y barato a escala global, y, en menor medida, de petróleo, más caro y escaso. La (o las) energía(s) del futuro deberán ser: 1) baratas, con precios asequibles para todos, 2) abundantes, con garantía de suministro a largo plazo y con reservas cuanto más ampliamente repartidas, mejor, 3) con el menor impacto posible en el medio. A fecha de hoy, no existe una sola fuente de energía que cumpla adecuadamente todos estos requisitos. Sin duda, la que más se acerca es el gas natural. Es una fuente energética cuya adopción como combustible a gran escala es reciente, pero sus ventajas frente a otros combustibles han hecho que su consumo se haya doblado en el periodo 1980- 2010, con aportaciones al mix energético en continuo aumento. El gas natural es una energía limpia y abundante; cuanto antes y más ampliamente se produzca la sustitución de carbón y petróleo por gas natural, mayor será el beneficio para el medio, al evitar la emisión de importantes volúmenes de gases de efecto invernadero y otros contaminantes. Incluso con anterioridad al descubrimiento de la potencialidad del gas no convencional, la humanidad ya había puesto sus esperanzas en que, a lo largo de las próximas décadas, el gas natural jugase un papel preponderante en el mix energético. Obviamente, al vislumbrarse que las reservas acumuladas extraíbles de gas convencional más las de gas no convencional pueden ser enormes y geográficamente bien distribuidas, el gas natural se está configurando como una de las fuentes de energía, quizás la principal, para las próximas décadas. En este sentido, el gas no convencional se perfila como una oportunidad que la humanidad, en su tránsito hacia las energías del futuro, no debe desaprovechar. Se trata de gestionar adecuadamente su exploración y producción.

Palabras claves: Energía, gas natural, gas no convencional, energía, futuro

1.- INTRODUCCIÓN

La disponibilidad que en pasado han tenido los países occidentales desarrollados de un suministro energético abundante (primero el carbón, luego el petróleo y, solo muy recientemente, el gas natural), a precios relativamente baratos ha sido uno de los pilares básicos sobre los que se ha asentado su desarrollo tecnológico y, en definitiva, el elevado nivel de vida del que disfrutaban.

La humanidad en su conjunto es todavía hoy en día muy dependiente de las energías fósiles, y especialmente de las que son más contaminantes, el carbón y el petróleo. Este es un rasgo muy característico de prácticamente todos los países, pero muy especialmente de los que están emergiendo como los grandes consumidores mundiales de energía.

Conviene tener claro que la (o las) energía(s) que en el futuro ocupen un lugar clave en el suministro energético de la humanidad deberán ser: 1) baratas, a precios bajos, o al menos asequibles para todos; 2) abundantes, sin lo cual la premisa del punto anterior no se cumpliría, con garantía de suministro a largo plazo; 3) con reservas y disponibilidades geográficas lo más ampliamente extendidas, y 4) con el menor impacto posible en el medio.

No es necesario aclarar que, a fecha de hoy, no existe una sola fuente de energía que cumpla adecuadamente todos esos requisitos.

De las fuentes de energía hoy día disponibles, sin duda, la que más se acerca al cumplimiento de los requisitos listados en el párrafo anterior es el gas natural. Es obvio que se trata de un recurso cuya combustión produce CO₂ que se emite a la atmósfera, pero en menor medida que el resto de los combustibles fósiles. En consecuencia, es indudable que cuanto antes y más rápida y ampliamente se produzca la sustitución de carbón y petróleo por gas natural, mayor será el beneficio para el medio al evitar la emisión de importantes volúmenes de gases de efecto invernadero y otros contaminantes. En cualquier caso, no va a ser un proceso rápido.

Al vislumbrarse que las reservas acumuladas extraíbles de gas convencional más las de gas no convencional pueden ser enormes, que cada región geopolítica del globo posee reservas que permiten cubrir varias décadas de consumo, el gas natural se está configurando como una de las fuentes de energía, quizás la principal, de las que dispondrá la humanidad para afrontar su futuro energético. En este sentido, el aprovechamiento del gas no convencional, cuyas reservas globales aún están lejos de ser cuantificadas en su totalidad, se perfila como una oportunidad que la humanidad no debe desaprovechar.

En el presente artículo se repasan los conceptos geológicos de 'hidrocarburos no convencionales', la historia de su exploración y producción, se describen las peculiaridades de la técnica auxiliar que es necesario emplear en su producción, la denominada fracturación hidráulica o *fracking*. Finalmente se analiza cual es la situación actual del gas natural en cuanto a reservas y consumos mundiales, así como las estimaciones de futuro al respecto.

2.- HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES. EL GAS NO CONVENCIONAL

Los términos hidrocarburo no convencional (*unconventional hydrocarbon*), gas no convencional (*unconventional gas*), petróleo no convencional (*unconventional oil*) han irrumpido muy recientemente en nuestras vidas y se refieren a conceptos de los que no suele tenerse una clara percepción.

Una primera consecuencia de la introducción de los términos hidrocarburos no convencionales, es que ha obligado a adjetivar como hidrocarburos convencionales los que hasta la aparición de estos conceptos eran denominados simplemente como hidrocarburos.

2.1.- CONCEPTOS BÁSICOS

2.1.1- Hidrocarburos convencionales

Son los que tradicionalmente se han producido y han representando la principal fuente energética de la humanidad. Presentan las siguientes características geológicas: 1) se han generado en una roca madre (una roca sedimentaria rica en materia orgánica) y han migrado a una roca reservorio, y 2) las rocas reservorio, los almacenes rocosos, en las que se encuentran y de las que se extraen son rocas porosas y permeables. Los relativamente altos valores de porosidad y permeabilidad que presentan permiten que el hidrocarburo fluya con relativa facilidad desde el almacén rocoso al pozo. Estos reservorios han pasado a denominarse reservorios, almacenes, convencionales.

Esta 'facilidad' en su extracción es la causa por la que, hasta muy recientemente, la explotación de hidrocarburos ha estado focalizada casi exclusivamente en estos hidrocarburos convencionales. En un reservorio convencional el hidrocarburo se encuentra almacenado en los espacios abiertos de la roca.

2.1.2.- Hidrocarburos no convencionales

La primera aproximación consiste en caracterizarlos como aquellos que no cumplen los requisitos con los que se han definido los hidrocarburos convencionales. La definición es poco precisa y el grupo incluye un rango amplio y heterogéneo, a saber:

Hidratos de gas: se generan y almacenan en sedimentos marinos actuales, profundos. Los recursos de este tipo de gas no convencional son enormes, muy superiores a los del gas convencional. El lector puede encontrar una amplia información sobre este tipo de acumulaciones de hidrocarburos en AAPG Memoir 89, (2009) y en Geological Society Special Publication N° 319 (2009).

Oil sands: son arenas con bitumen relleno los poros, del destilado del bitumen se obtiene petróleo. Solo en el distrito de Alberta (Canadá) las reservas alcanzan los 174.500 millones de barriles, cifra equiparable a las reservas de petróleo convencional de Arabia Saudita. Puede encontrarse una completa información adicional en la página web del Servicio Geológico de Alberta (www.ags.gov.ab.ca).

Coal Bed Methane (CBM): metano contenido en las capas de carbón. El gas se encuentra albergado en las fracturillas de la roca y adsorbido en la matriz. De nuevo, el rasgo característico, las reservas mundiales de CBM son muy cuantiosas (ver FIGURA 2). Además, la producción es ya importante en Estados Unidos (el 7'5% del gas producido allí es CBM), también se extrae en Canadá y Australia.

Tight gas: es el gas natural contenido en rocas muy compactas (*tight* en inglés), areniscas y/o calizas, con valores de porosidad y permeabilidad muy bajos. Las reservas mundiales de este tipo de gas no convencional son muy significativas (ver FIGURA 2), con producciones importantes hoy en día.

Shale oil y shale gas: son los tipos de acumulaciones no convencionales de hidrocarburos cuya exploración- producción está experimentando un mayor auge en los últimos años. Las reservas mundiales de gas asociadas a este tipo de acumulaciones son también muy importantes (ver FIGURA 2). El término *shale gas* se está traduciendo al castellano como 'gas de pizarra' o 'gas de esquisto'. El *shale oil* y el *shale gas* son los hidrocarburos, petróleo y gas, que se encuentran almacenados en la roca madre en la que se generaron, independientemente de cual sea su composición litológica. En consecuencia, en el caso del *shale oil* y del *shale gas*, la roca madre del sistema es también la roca reservorio.

3.- ALGUNAS PRECISIONES ADICIONALES

Los hidrocarburos convencionales y los no convencionales son idénticos, composicional y genéticamente idénticos, las diferencias no radican ni en su génesis ni en su composición, sino exclusivamente en las rocas en las que se encuentran y en la forma de extraerlos. La única diferencia es que los convencionales han migrado a una roca reservorio permeable (reservorio convencional) y los no convencionales permanecen en la roca madre donde se generaron (*shale oil* y *shale gas*) o han migrado a rocas reservorio muy compactas (*tight* gas). Las rocas generadoras y las rocas compactas (*tight*) que contienen hidrocarburos se denominan reservorios no convencionales.

El National Petroleum Council de Estados Unidos define el gas no convencional como '*aquel gas natural que no puede ser producido en caudales y volúmenes económicos a menos que el pozo sea estimulado mediante fracturación hidráulica a gran escala o recurriendo a la perforación de multilaterales desde un pozo principal u otra técnica que haga entrar en contacto más superficie de la roca con el pozo*'.

Una roca almacén con valor de permeabilidad superior a 0'1mD (miliDarcy) es un reservorio convencional: el hidrocarburo que contenga será un hidrocarburo convencional.

Un reservorio con valor de permeabilidad por debajo de 0'1mD se considera no convencional: el hidrocarburo que contenga será un hidrocarburo no convencional. En este tipo de almacenes el hidrocarburo (gas) se encuentra: 1) como gas libre, en los poros, espacios abiertos de la roca, microporosidad intergranular y/o de fractura, 2) como gas adsorbido en los granos minerales y fundamentalmente en la materia orgánica (kerógeno y/o bitumen) que contiene la roca, y 3) como gas disuelto en la materia orgánica contenida en la roca.

4.- RESEÑA HISTÓRICA

Extraer gas y/o petróleo de reservorios no convencionales no es un hecho nuevo, siempre se han extraído hidrocarburos de ellos, pero las producciones eran marginales. Dejaron de serlo en los años ochenta y noventa del siglo XX. El cambio, que hoy ya se cataloga como una revolución energética en base a la trascendencia que puede llegar a tener, comenzó en los Estados Unidos, en Texas, en la cuenca de Forth Worth. La

formación geológica era el Barnett Shale, una lutita negra de edad Dinantiense (Carbonífero). Allí las compañías de exploración- producción descubrieron que era posible producir comercialmente hidrocarburos (gas, en aquel caso) a partir de una roca madre (una *gas shale*, una lutita con gas).

El éxito exploratorio y económico del Barnett fue espectacular (Steward, 2007). Actualmente esta formación geológica suministra aproximadamente el 7% del volumen total de gas producido en los Estados Unidos.

Aún así, lo más importante fue el cambio conceptual, el cambio de pensamiento, la innovación exploratoria que supuso aceptar que las rocas generadoras pueden ser buenos objetivos para la exploración- producción de hidrocarburos.

El horizonte exploratorio que se abrió en muchas cuencas geológicas fue inmenso puesto que las rocas madres son relativamente abundantes, además suelen ser muy extensas (incluso a escala de cuenca geológica, cientos o miles de kilómetros cuadrados) y porque una acumulación de hidrocarburos no convencionales en una roca madre (*shale gas, shale oil*) requiere de un menor número de componentes y procesos geológicos que una acumulación convencional, con lo cual su probabilidad de existencia es mayor.

En cuestión de dos décadas, al Barnett le siguieron diversos éxitos exploratorios no convencionales, del tipo *shale gas* (gas en lutitas): Fayetteville, Haynesville, Marcellus, Woodford, Antrim, New Albany, Lewis, etc., ver FIGURA 1. Nótese la enorme extensión de algunos de estos objetivos no convencionales americanos. Fueron paulatinamente puestos en producción, lo que ha propiciado que, en el año 2.010, el 23% del gas producido en Estados Unidos ya proviniera de reservorios no convencionales tipo *gas shale* (Boyer et al., 2011).

La contribución del gas no convencional a la producción total de gas natural en EEUU, está teniendo tres importantes consecuencias:

- 1) los precios del gas natural en ese país han experimentado un descenso significativo. Se sitúan en el entorno de los 3US\$/millón de BTU, frente a los 9 o 10 US\$/millón de BTU que se pagan en Europa y los 12 US\$/millón de BTU en Japón (OCDE/EIA, 2011),
- 2) la industria de exploración- producción de hidrocarburos no convencionales está generando cientos de miles de empleos, con aportaciones de billones de dólares al PIB nacional,
- 3) el aumento del autoabastecimiento en los Estados Unidos está poniendo en el mercado mundial importantes volúmenes de gas natural (fácilmente transportable en forma de GNL), propiciando un lento desacople de los precios del gas natural con respecto a los del petróleo.

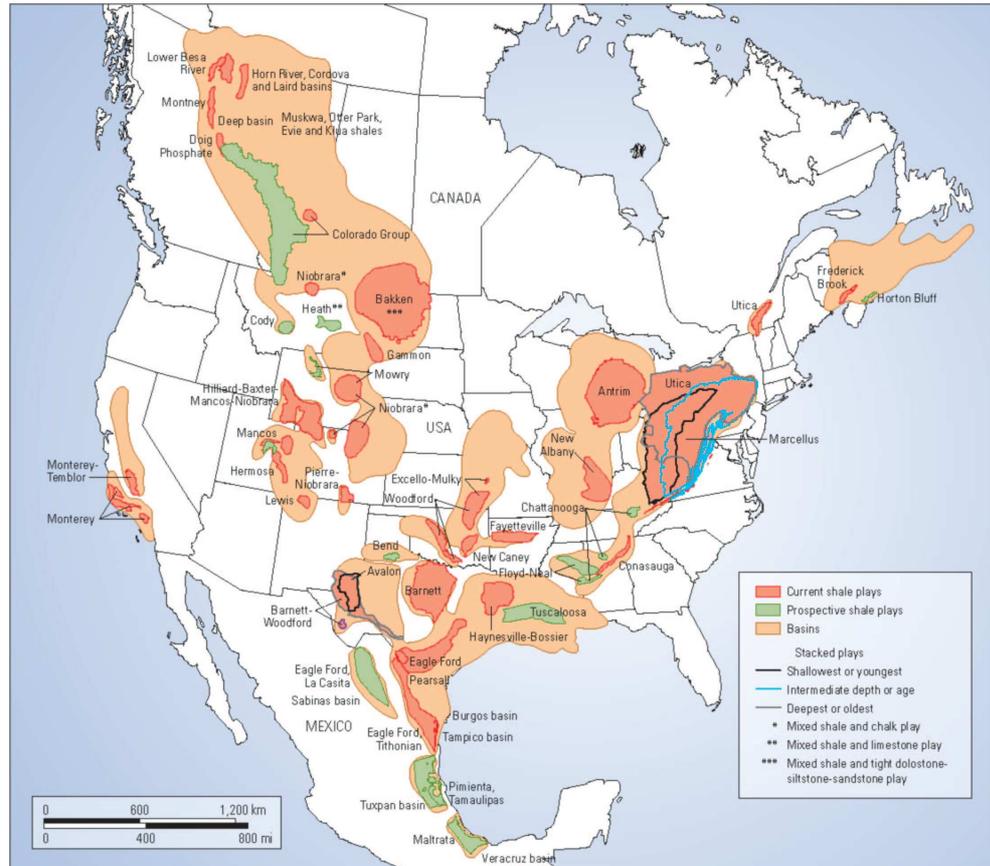


FIGURA 1. Objetivos no convencionales (gas shales) identificados en América del Norte (tomado de Boyer et al., 2.011).

Una vez asimilado el cambio de mentalidad exploratoria, nada impedía admitir que el éxito exploratorio y económico obtenido en EEUU para el *shale gas* y el *shale oil* podía ser perfectamente repetible en otras cuencas. El requisito geológico es que tengan rocas generadoras de hidrocarburos, rocas ricas en materia orgánica, con maduraciones térmicas adecuadas. A partir de esa asunción, en los años noventa del siglo XX y fundamentalmente principios del siglo XXI, la exploración se extendió de forma relativamente rápida por todo el mundo. En España, los primeros permisos de investigación para hidrocarburos no convencionales se solicitaron en la Cuenca Vasco Cantábrica en los años 2.005 y 2.006.

5.- SITUACIÓN ACTUAL Y POTENCIALIDAD

Específicamente para el caso concreto del *shale gas*, es la siguiente.

En los Estados Unidos, el único país con producciones significativas: la actividad de exploración y producción está plenamente consolidada. Sencillamente es ya un proceso perfectamente viable, tanto desde el punto de vista técnico, como económico, como medioambiental. En el año 2.010 la producción alcanzó los 4'87 TCF (Boyer et al., 2.011), trillones de pies cúbicos, trillones en la acepción anglosajona, nuestros millones de millones, y creciendo. Representa ya el 23% de la producción de gas natural en los

Estados Unidos y proviene solamente de las siete principales formaciones geológicas (reservorios no convencionales de tipo *gas shale*) representadas en la FIGURA 1. Considerando la producción conjunta de gas no convencional en EEUU (*shale gas* más *tight gas* más *coal bed methane*) el porcentaje sobre la producción total de gas alcanza el 46%. Las cifras de reservas recuperables de gas natural que actualmente se manejan para EEUU aseguran el suministro del país para las próximos noventa años (EIA, 2007). Esas cifras muy probablemente aumentarán a medida que se descubran y cuantifiquen nuevas reservas de gas no convencional y a medida que los métodos de extracción mejoren. En ese país, hoy en día, el coste de extracción del gas no convencional se sitúa en el mismo rango que el del gas convencional.

En el resto del mundo: en los últimos cuatro o cinco años se ha comenzado a cuantificar las potenciales reservas recuperables de gas no convencional. Con el análisis de solo catorce cuencas geológicas, en las que no están incluidas las formaciones productoras de regiones como Rusia, Oriente medio, la costa oeste de África, etc.; es decir, ninguna de las grandes cuencas productoras de hidrocarburos convencionales (que tendrán también grandes reservas de hidrocarburos no convencionales), los volúmenes que se están obteniendo son espectaculares, inimaginables hace solamente una década (Kuuskraa et al., 2011; Boyer et al., 2011). El resultado se muestra en la FIGURA 2. Las reservas extraíbles de gas no convencional han igualado a las reservas extraíbles de gas convencional. El lector debe pensar que, cuando en el análisis se incluyan todas las cuencas geológicas, es muy posible que las reservas de gas no convencional superen muy ampliamente a las reservas de gas convencional.

RECURSOS DE GAS NATURAL

ESTIMACIÓN DE RECURSOS DE GAS NATURAL RECUPERABLES (tcm)

OECD/EIA, 2011

TOTALES (tcm) Convencional: 404 Tight: 84 Shale: 204 CBM: 118

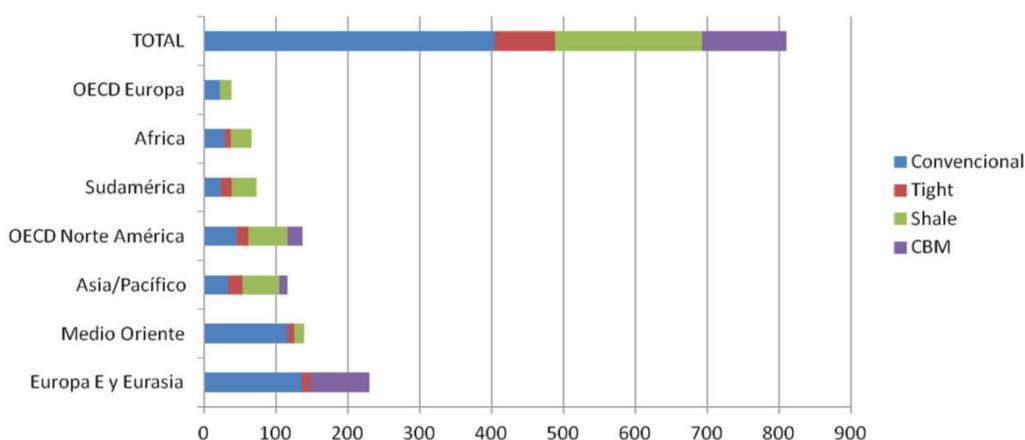


FIGURA 2. Estimación de recursos mundiales de gas (convencional y no convencional) recuperables (Elaboración propia a partir de OECD/IEA, 2011).

Queda añadir que es absolutamente evidente que se descubrirán nuevas reservas, habida cuenta del esfuerzo exploratorio que se está llevando a cabo en todo el mundo.

5.1.- LAS OTRAS VARIABLES

Lo descrito en los párrafos anteriores dibuja una situación claramente optimista en lo referente a la disponibilidad de una fuente energética adecuada para servir de puente, de unión, entre el presente energético, basado ampliamente en el carbono, y el futuro, que se presume será medioambientalmente más sostenible.

Pero algunas dudas y/o temores han surgido. Para producir los hidrocarburos no convencionales desde los reservorios no convencionales que los contienen es necesario estimular, fracturar, la roca. El proceso se denomina fracturación hidráulica, o en sus términos equivalentes en inglés, *hydraulic fracturing* o *fracking*. Es una técnica usada ampliamente en muchos países del mundo, desde hace más de cincuenta años, especialmente en aquellos en los que la exploración- producción de hidrocarburos es un sector industrial con tradición y entidad.

Sin embargo, en los últimos meses, apenas un año, en España se está debatiendo sobre el uso de dicha técnica. A lo largo de los últimos meses, se han venido registrando algunas noticias y/o comentarios en los medios de comunicación acerca de presuntos efectos nocivos que sobre el medio y las personas puede acarrear el empleo del *fracking*.

El tema podría tener envidia puesto que, tal y como ya se ha comentado, a fecha de hoy las reservas extraíbles de gas no convencional han igualado ya a las de gas convencional. En el futuro probablemente las superen ampliamente. Si el extraer esas reservas supusiese un peligro ambiental y/o para los seres humanos, su producción estaría seriamente cuestionada.

6.- LA PRODUCCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES. CARACTERÍSTICAS Y POTENCIALES PROBLEMAS

Extraer los hidrocarburos no convencionales requiere perforar el reservorio y fracturar la roca almacén. Son dos procesos independientes. Lo más didáctico es describirlos por separado, tal y como tienen lugar en la exploración-producción de hidrocarburos no convencionales.

En cualquier caso, el lector debe tener presente que existen otras formas de diseñar, construir y fracturar (estimular) un pozo para exploración- producción de hidrocarburos. La que se resume a continuación es la que puede considerarse más habitual. Así mismo, debe tenerse en cuenta que los trabajos de perforación y de fracturación conllevan otras muchas operaciones no descritas en el presente artículo.

6.1.- EL PROCESO DE PERFORACIÓN DE UN POZO PARA EXPLORACIÓN-EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS

El proceso de fracturación hidráulica es completamente independiente del de perforación del pozo, y necesariamente posterior. La fracturación hidráulica se realiza siempre una vez que el pozo está ya terminado y completado. Empecemos por la perforación.

6.1.1.- Perforación

Los hidrocarburos se encuentran habitualmente albergados en rocas que no tienen conexión con la superficie, lo que permite que en ellas se hayan preservado los

hidrocarburos y el agua de formación, ver FIGURA 3A. Por el contrario, los acuíferos explotables, ya sea para consumo humano, regadío, etc., contienen aguas meteóricas, aguas dulces, y están en conexión con la superficie, lo que posibilita su recarga. Adicionalmente, lo normal es que los objetivos para exploración- producción de hidrocarburos, tanto los convencionales como los no convencionales, se encuentren mucho más profundos que los acuíferos que contienen aguas meteóricas (suelen ser relativamente someros) o incluso se encuentran en columnas estratigráficas donde no hay acuíferos.

6.1.1.1.- Comienzo de la perforación

En la FIGURA 3A se esquematiza esta disposición habitual, antes del comienzo de una perforación. Las profundidades anotadas son meramente orientativas y evidentemente pueden variar en márgenes amplios. La mayor parte de los objetivos que hoy en día se exploran para hidrocarburos se sitúan a profundidades mayores de 3.000m; el establecer el contacto entre las aguas meteóricas y las aguas de formación a unos 1.000m es también una situación perfectamente factible.

En la perforación de pozos para exploración-producción de hidrocarburos, ya sean convencionales o no convencionales, siempre se aíslan los niveles superiores mediante la instalación de una o varias secciones de entubados (*casings*, los superiores se denominan *casing* de superficie) y cementando el espacio anular, el espacio entre la roca perforada y la tubería, ver FIGURA 3B. Los diámetros de perforación y de entubación que se indican en estas figuras representan solamente una posible opción. Se puede construir un pozo utilizando otros diámetros menores, o mayores, dependiendo de las circunstancias.

6.1.1.2.- Protección de los acuíferos

En el caso de existir un acuífero en la columna a perforar se dedica una fase o sección de perforación y entubado- cementación exclusivamente para que el acuífero quede protegido, completamente aislado del pozo en construcción. También para evitar la posible invasión de agua del acuífero al pozo. Desde ese momento, antes de continuar la perforación, el acuífero se encontrará ya protegido por un lecho de cemento y una tubería, ver FIGURA 3C.

No siempre es necesario realizar esta operación, puesto que hay situaciones, columnas de pozos, en las que no se atraviesa ningún acuífero de entidad.

6.1.1.3.- Perforación hasta el reservorio

Se continúa la perforación hasta llegar cerca del techo del reservorio, del objetivo exploratorio. Puede ser necesario emplear una o dos fases de perforación, dependiendo de la distancia que haya que salvar desde la base de la anterior entubación hasta la profundidad que se desee alcanzar: si es muy grande o el pozo presenta algún problema de perforación, puede ser necesario emplear dos fases, si no es grande y/o la perforación discurre sin problemas, se puede alcanzar el techo del reservorio utilizando una sola fase. En la FIGURA 3D se ha representado el caso en el que se emplean dos fases de perforación, y dos entubaciones-cementaciones, para alcanzar el techo del reservorio.

Se entuba(n) y cementa(n) esta(s) nueva(s) fase(s). Por tanto, antes de perforar el reservorio que contiene los hidrocarburos, toda la columna perforada ha quedado aislada del pozo, ver FIGURA 3D. En caso de haber empleado una sola fase para perforar desde

la base del acuífero al techo del reservorio, el acuífero estaría protegido ya por dos capas de cemento y dos tuberías; mientras que en el caso de haber empleado dos fases para perforar desde la base del acuífero al techo del reservorio, el acuífero estaría entonces protegido por tres capas de cemento y tres tuberías. Es el caso representado en la mencionada FIGURA 3D.

6.1.1.4.- Perforación del reservorio

Una vez realizadas todas las operaciones anteriores, se está en disposición de perforar el almacén que contiene los hidrocarburos, sin que dicha operación afecte, ni sea afectada, por la columna de materiales previamente perforada.

Después de haber perforado la parte del pozo donde se encuentra la formación reservorio, se entuba y se cementa. Se suele colocar una tubería colgada de revestimiento (*liner* de producción) y se cementa el espacio anular, espacio entre la pared de la formación productora y el *liner*, desde el fondo del pozo hasta el colgador (*liner hanger*). Desde el colgador hasta la superficie se instala una tubería de producción (*production casing*) cuyo espacio anular, espacio entre la anterior tubería de revestimiento y la propia tubería de producción se llena normalmente de una salmuera estable y densa, ver FIGURA 3E. El interior del pozo queda igualmente colmatado de agua y salmuera.

6.1.1.5.- Finalización del proceso de perforación

Toda la columna perforada, incluida la zona de la que luego se producirá el hidrocarburo, queda completamente sellada, totalmente aislada, del pozo creado. En los tramos más superficiales, por hasta tres tubería y tres cuerpos de cemento. En el tramo donde se localiza el almacén a explotar, normalmente con una tubería de revestimiento y una cementación.

A lo largo del proceso de perforación, y una vez finalizado este, se emplean herramientas específicas para comprobar la idoneidad de los trabajos de entubado, de cementación, la estanqueidad del pozo y, en general, la integridad de todos los elementos empleados. Hoy en día son operaciones rutinarias y obligatorias en todos los programas de trabajo. La buena praxis en la realización de estas operaciones garantiza que no se pueda producir contaminación desde el pozo a los acuíferos y/o a cualquier otro nivel cortado en el sondeo, ni por los fluidos de perforación, ni por los fluidos de fracturación, ni por los hidrocarburos que se produzcan.

Si el pozo es positivo, desde que termina la perforación hasta que empieza la producción pueden pasar años. Se deja entubado y cementado en 'abandono temporal', perfectamente sellado, con el resto de los elementos de seguridad necesarios instalados. Si el pozo es negativo, se abandona definitivamente, añadiéndole una serie de tapones de cemento, de unos 100m de potencia cada uno.

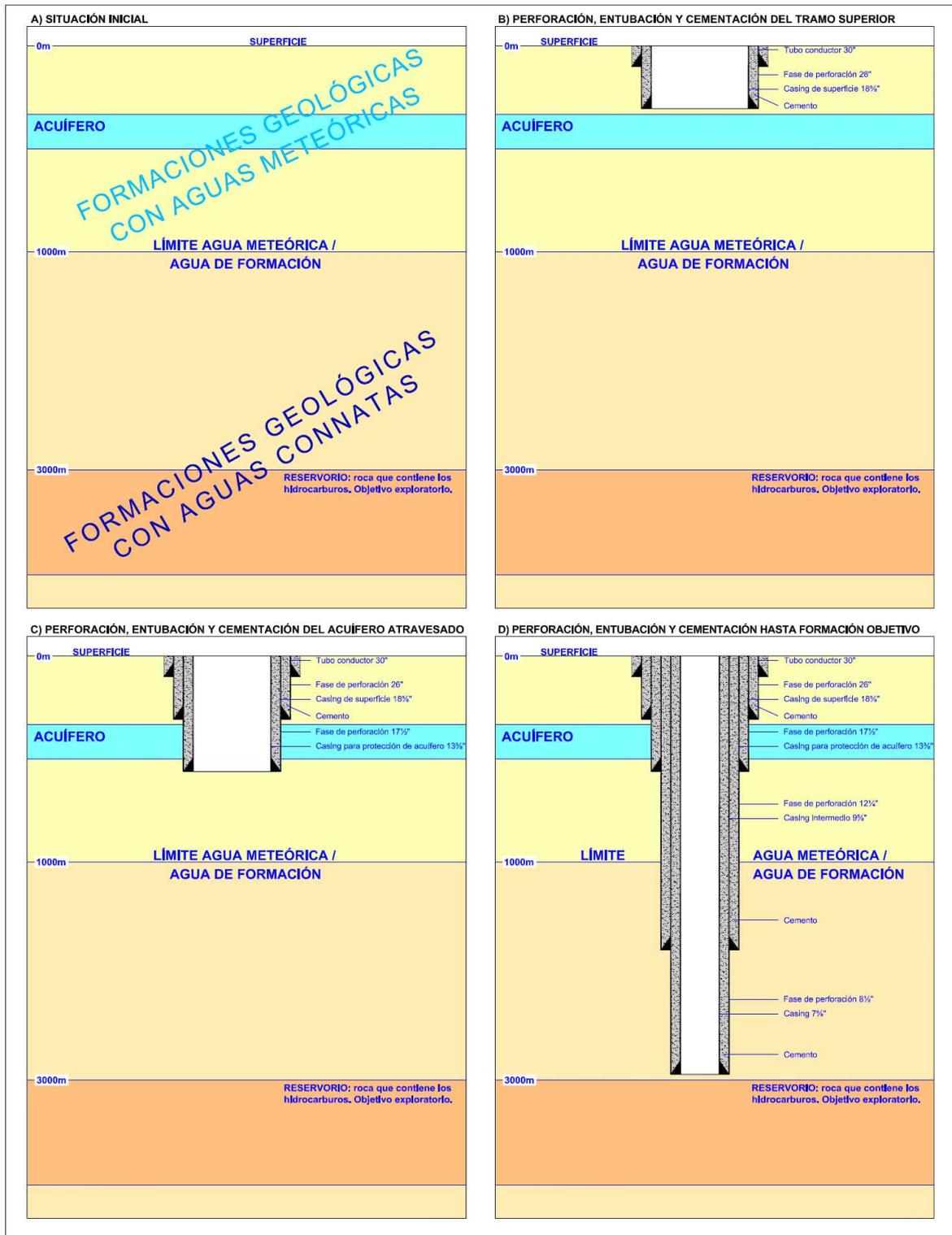


FIGURA 3 (A, B, C, D). Proceso de perforación y fracturación de un pozo para exploración- producción de hidrocarburos.

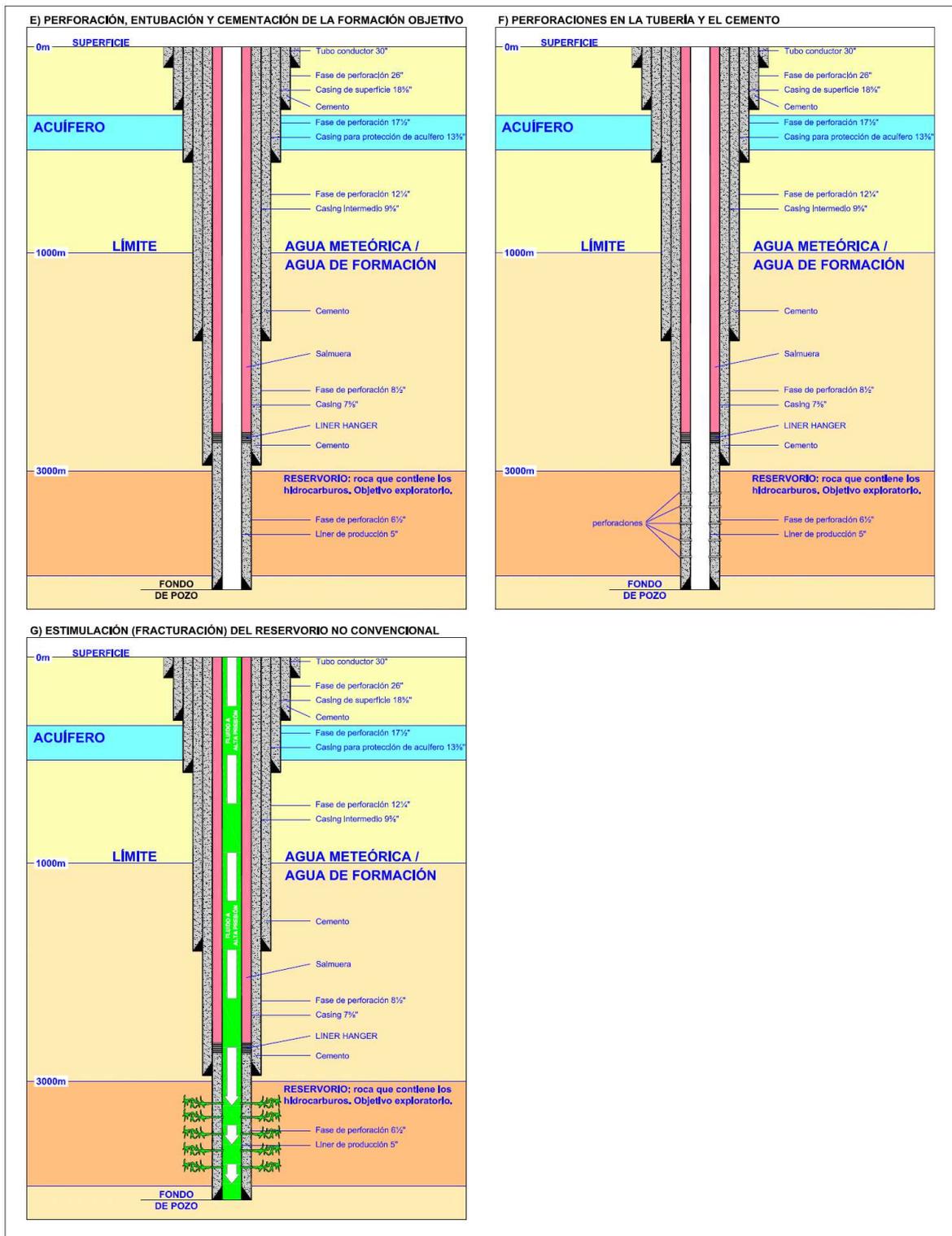


FIGURA 3 (E, F, G). Proceso de perforación y fracturación de un pozo para exploración-producción de hidrocarburos.

6.1.1.6.- Producción del yacimiento

En un YACIMIENTO CONVENCIONAL basta con perforar el *casing* de producción y el cemento para poner el pozo en producción. Se hace usando pequeñas cargas explosivas que agujerean la tubería y el cemento. Las cargas se bajan por el interior del pozo y se disparan usando un cañón específicamente diseñado para estas operaciones. En cada disparo se utilizan normalmente 2-3kg de explosivo, repartidos entre todas las cargas. El hidrocarburo (gas y/o petróleo) fluirá libremente, a través de las perforaciones (suelen tener diámetros de 2 o 3 cm), pero solo a través de las perforaciones. El resto del pozo queda perpetuamente aislado de las formaciones geológicas, ver FIGURA 3F.

En un YACIMIENTO NO CONVENCIONAL se perfora igualmente el *casing* de producción y el cemento (utilizando el mismo tipo de cargas explosivas, la misma tecnología). Pero antes de producir hay que estimular (fracturar) la formación reservorio, que presenta valores muy bajos de permeabilidad, con objeto de posibilitar que el hidrocarburo fluya en volúmenes suficientes para hacer rentable su extracción.

La fracturación hidráulica se realiza inyectando un fluido a presión, ver FIGURA 3G. Una vez estimulada (fracturada) la roca almacén, la forma de producir es similar a la de un yacimiento convencional. El hidrocarburo fluye solamente a través de las perforaciones, el resto del pozo permanece completamente aislado de las formaciones geológicas.

6.2.- LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA O FRACKING

6.2.1.- Antecedentes y consideraciones previas

No es una técnica desconocida o novedosa, ni muchísimo menos. Se viene utilizando en todo el mundo, desde hace varias décadas, en pozos para exploración- producción de hidrocarburos. La primera referencia histórica al empleo de la fracturación hidráulica con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos en un pozo data del año 1.946, en el campo Hugoton, en Kansas, EEUU. Sin embargo, el proceso se ha desarrollado espectacularmente desde principios de los años ochenta del pasado siglo, a partir de su empleo específico y masivo en la producción de hidrocarburos no convencionales.

Se estima que la técnica ha sido empleada ya en más de un millón de pozos para producción de hidrocarburos, más de cien en Europa en los últimos diez años. Cada año, se realizan unas 35.000 operaciones de *fracking* en todo el mundo, la mayor parte de ellas en los Estados Unidos y Canadá.

El volumen de gas no convencional producido hasta la actualidad utilizando la técnica de fracturación hidráulica alcanza los 600TCF (trillones de pies cúbicos, en sentido anglosajón, nuestros billones). La cifra anterior representa el consumo español de unos 500 años.

Es una técnica habitual en la exploración-producción de hidrocarburos, si bien es verdad que: 1) hasta la fecha su empleo ha estado casi restringido a los Estados Unidos y Canadá, y 2) que en los últimos quince o veinte años está experimentando una evolución vertiginosa en cuanto al propio proceso, a los materiales que se utilizan, a la maquinaria empleada, los procedimientos de seguridad, etc. En esto no se diferencia mucho de la mayoría de los procesos industriales.

6.2.2.- Concepto

Crear fracturas, microfracturas, con aperturas milimétricas, en las rocas que contienen los hidrocarburos no convencionales (almacenes no convencionales). Esto se consigue mediante la inyección de un fluido, agua con arena y algunos aditivos, a presión algo mayor que la presión de rotura de la formación.

6.2.3.- Objeto

Aumentar los valores de permeabilidad de la roca, crear permeabilidad artificial, con el fin de que los hidrocarburos contenidos consigan fluir, en el mayor volumen posible, de la roca almacén al pozo.

6.2.4.- Resultado

Extensión lateral de las microfracturas ya existentes y/o creación de otras. Las microfracturas creadas se atenúan a cortas distancias. Suelen tener extensiones del orden de 300m, tal vez 500m, y alturas que rondan los 100-200m, perpendicular a los planos de estratificación. Normalmente no más allá de esas magnitudes.

Esta limitación en la extensión lateral de las fracturas creadas y/o reabiertas tiene dos consecuencias importantes: 1) una claramente negativa puesto que esas distancias marcan el límite externo del volumen de roca al cual se ha conseguido aumentar sus valores de permeabilidad en esa operación de *fracking*, y 2) otra positiva: si las fracturas no se extienden más allá de unos pocos centenares de metros, 300m- 500m como máximo, será imposible que el fluido que se inyecte pueda alcanzar otras formaciones geológicas que se encuentren a mayores distancias y/o la superficie.

El lector puede encontrar una excelente descripción de las características de las fracturas originadas mediante fracturación hidráulica en Fisher y Warpinski (2012).

6.2.5.- Detección y representación de las fracturas

Los microsismos generados en la fracturación de la roca se registran en tiempo real, pudiéndose así controlar, ajustar, detener si fuera preciso, el proceso de *fracking* durante su realización.

La posición y extensión de las fracturas creadas se 'visualiza', usando geófonos muy sensibles. Su representación genera imágenes 3D en donde quedan definidas las fracturas abiertas y su extensión. La señal sísmica producida es tan débil que casi nunca puede detectarse en la superficie, a menos que la operación de fracturación hidráulica no sea profunda, y normalmente es profunda. Habitualmente es necesario perforar un sondeo de reconocimiento, no más distante de 500- 1.600m del pozo en el que se realiza el *fracking*, e instalar los geófonos en dicho sondeo.

6.2.6.- Referencias sobre fracturación hidráulica

La bibliografía existente al respecto es muy amplia, pero sobre todo heterogénea en enfoques, rigurosidad, aspectos específicos que se tratan, fines y contenidos. Como una primera, pero veraz y precisa aproximación al proceso en sí mismo y al uso del *fracking* en los Estados Unidos, se recomienda visitar la página web www.fracfocus.org. Este sitio web está gestionado por dos agencias gubernamentales, interestatales, de los Estados Unidos: el *Ground Water Protection Council* (GWPC), ver www.gwpc.org, y la *Interestate Oil and Gas Compact Commission*, ver www.iogcc.state.ok.us.

En España, las principales compañías involucradas en la exploración de hidrocarburos no convencionales han lanzado la Plataforma Shale Gas España (www.shalegasespana.es).

En ella, además de las propias compañías, se integran también expertos independientes y académicos especializados en el sector energético. El objetivo de la plataforma es poner a disposición de la sociedad en general información sobre los hidrocarburos no convencionales, en particular sobre el gas no convencional, para responder a las cuestiones que se puedan plantear desde un punto de vista medioambiental, económico, legal, etc. Trata de dar a conocer la moderna e innovadora tecnología en la que se basa la fracturación hidráulica y de promover un diálogo informativo y transparente sobre lo que supondría desarrollar de forma responsable y segura los recursos no convencionales.

6.2.7.- El proceso de fracturación hidráulica

La fractura hidráulica se realiza inyectando por el pozo, mediante bombeo desde la superficie, un fluido a presión. El fluido entra en la formación almacén, a través de las perforaciones realizadas en el *casing* y en el cemento, es su única vía de acceso, y crea microfracturas, rompiendo la roca, o abriendo fracturillas y/o planos de discontinuidad pre-existentes. Ver FIGURA 3G. La presión a la que se inyecte el fluido tendrá que ser tal que, cuando alcance la formación reservorio a estimular, sea capaz de fracturar la roca. Tendrá que ser mayor que la presión de rotura de la formación, lo cual suele implicar presiones de bombeo importantes por lo que normalmente es necesario utilizar, hacer funcionar, un cierto número de bombas en superficie, en el emplazamiento del pozo.

El fluido suele ser agua prácticamente en el 99'5% de su volumen, con algunos aditivos. Los volúmenes de agua a emplear, a inyectar, varían de unas formaciones a otras y, fundamentalmente, del espesor del tramo a estimular. Para fracturar una etapa, un intervalo (*stage*) de unos 100m de potencia, el volumen de agua necesario suele alcanzar los 3.100m³. Normalmente el proceso de inyección es rápido, se suele tardar solamente unas cuantas horas (del orden de cinco) en inyectar un volumen de fluido fracturación como el mencionado.

Parte del fluido inyectado se recupera, este flujo de retorno se denomina *flowback*. Fluye a la superficie cuando comienza la producción del yacimiento, normalmente junto con hidrocarburo y agua de formación contenidos en el reservorio. Los porcentajes de fluido que se recupera son muy variables de una formación a otra, pueden oscilar entre el 11% y el 50%, o incluso superior en algunos casos.

Algunos de los productos químicos que componen los aditivos quedan absorbidos en la formación rocosa, principalmente en la fracción lutítica rica en materia orgánica.

En la FIGURA 3G se ha esquematizado la fracturación de una formación reservorio que se estimula (fractura) de una sola vez. Esto suele ser habitual si la potencia de esa formación es pequeña, digamos menor de un centenar de metros. Si la potencia fuese grande, o el pozo discurriese paralelo al techo y muro de la formación, es la situación habitual, ver FIGURA 6, lo normal es realizar el proceso de fracturación en varias etapas, procediéndose entonces de la forma representada en la FIGURA 4. En esta figura se ha ilustrado la fracturación de una formación almacén en cinco etapas sucesivas, de unos 100m de espesor cada una de ellas.

Se comienza fracturando el intervalo inferior, perforándolo con las cargas explosivas ya mencionadas e inyectando el volumen de fluido necesario; una vez finalizada la fracturación, se aísla el intervalo colocando un tapón sellador (*plug*) que impide que los fluidos que la formación pudiera aportar al pozo fluyan hacia la superficie. A continuación

se fractura el intervalo siguiente, procediendo de idéntica forma y asilándolo igualmente de la porción superior del pozo instalando otro tapón, similar al anterior. Así, uno por uno hasta finalizar la estimulación de todas las etapas previstas. El tramo superior queda igualmente sellado hacia arriba, hasta el momento en que se desee poner el pozo en producción, lo mismo ocurriría si este fuese el único intervalo fracturado, FIGURA 3G. El sondeo estaría estimulado pero todavía no podrían fluir hidrocarburos hasta la superficie puesto que estarían confinados por los diferentes tapones instalados. Cuando todo esté listo para comenzar la producción, o las pruebas de producción previas a la explotación comercial del yacimiento, basta con perforar los tapones y dejar que el hidrocarburo fluya.

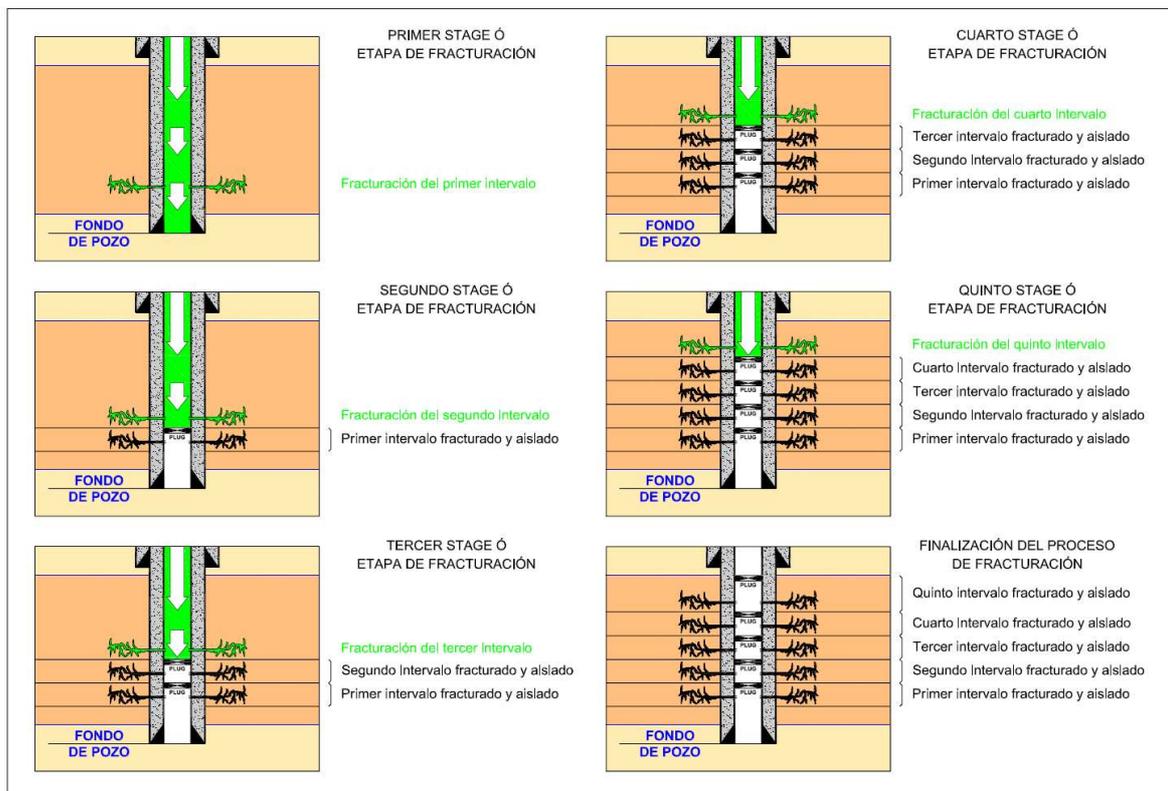


FIGURA 4. Fracturación hidráulica de varias etapas o intervalos.

6.2.7.1.- Gama de aditivos empelados

Los aditivos se emplean con objeto de que los trabajos de estimulación resulten lo más efectivos posible en su finalidad de aumentar la permeabilidad de la roca, y mantenerla por encima de sus valores iniciales. Se utilizan siempre en muy bajas proporciones y en números reducidos, pocos, muy pocos de ellos en cada pozo, normalmente menos de diez. Su uso varía de unas formaciones, tipos de rocas, a otras.

Todos los aditivos que se emplean en las operaciones de *fracking*, en cualquier país occidental, se encuentran definidos, regulados y autorizado su uso por las correspondientes administraciones nacionales. En Europa se regulan mediante el Registro, Evaluación, Autorización y Restricción de Uso por el reglamento REACH. Se garantiza así que solo se empleen productos que no afecten negativamente ni a la salud humana ni al medio.

Genéricamente los que más ampliamente suelen emplearse son:

- Acido clorhídrico,
- Bactericida,
- Reductor de la fricción.

El ÁCIDO CLORHÍDRICO, se utiliza en las operaciones de *fracking* como agente limpiador del pozo: para eliminar posibles residuos de carbonato generados durante la perforación e impedir la precipitación de óxidos de hierro. La concentración suele ser del 15% y siguiendo con el ejemplo dado que utiliza 3.100m³ de agua, el volumen de ácido a añadir puede oscilar entre 5 y 6 m³.

El BACTERICIDA, tiene por objeto impedir que se desarrollen colonias de bacterias que obturen conductos, en la formación geológica y/o en las instalaciones. Además, impide que pueda generarse H₂S a partir de la reducción bacteriana de sulfatos. Habitualmente se emplea el mismo tipo de productos que en agricultura, en donde se utilizan para evitar la obstrucción de las tuberías de regadío, son productos biodegradables. El biocida puede sustituirse por luz ultravioleta: antes de inyectarse, se hace pasar el agua por una fuente de rayos de luz ultravioleta, eliminando así las bacterias que contenga. Es un proceso rápido y limpio que también se utiliza actualmente para eliminar las bacterias que contiene el agua en entornos y usos urbanos. En caso de usarse bactericida, para un volumen de 3.100m³ de agua a inyectar, la cantidad de este aditivo será de 1,5m³ aproximadamente.

El REDUCTOR DE FRICCIÓN tiene como finalidad disminuir las pérdidas de carga producidas por la fricción del agua que se bombea desde la superficie con los elementos del pozo: tuberías, perforaciones en el *casing* y en el cemento y con la propia formación geológica. Puede utilizarse sulfato amónico, empleado en agricultura como fertilizante, o un destilado ligero de petróleo. Para un volumen de de 3.100m³ de agua bombeada en una operación de *fracking*, el volumen de reductor a emplear puede variar desde 0'5m³ a 2m³.

Para determinadas formaciones, en función de su composición química y/o mineralógica y/o propiedades petrofísicas, puede resultar necesario añadir algún producto más, siempre en proporciones muy bajas con respecto al volumen de agua al que se añaden. Adicionalmente se inyecta también arena de sílice o un producto similar. Es arena de cantera, granos de cuarzo o arena sintética, de material cerámico. Los granos se inyectan en las microfracturas creadas- abiertas en el proceso de *fracking* y evitan que estas se cierren una vez que cesa el bombeo. Se añade después de haber inyectado el agua a presión. El tamaño de grano, redondez y demás características de la arena a usar depende del tipo de roca. Para un intervalo de 100m de potencia a estimular (inyectando unos 3.100m³ de agua), la cifra de 100 toneladas de arena es más o menos habitual.

7.- ASPECTOS A DEBATE EN RELACIÓN CON EL USO DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

Los efectos supuestamente nocivos en relación con la fracturación hidráulica pueden agruparse en las siguientes categorías:

- Necesidad de grandes volúmenes de agua,

- Contaminación de acuíferos,
- Presencia de contaminantes en el fluido recuperado (*flowback*),
- Sismicidad inducida,
- Emisión de gases de efecto invernadero,
- Huella superficial.

7.1.- Necesidad de grandes volúmenes de agua

La fracturación hidráulica emplea volúmenes relativamente importantes de agua, este aspecto es relevante, debe ser tenido en cuenta y analizarse en cada caso la disponibilidad del recurso.

La fracturación hidráulica de un intervalo de unos 100m de potencia puede requerir de unos 3.100m³ de agua. Comoquiera que para la explotación del recurso no convencional se necesita repetir el proceso varias veces en la zona, el requerimiento final de agua es elevado. No obstante, cada operación de *fracking* puede estar separada de la anterior y de la siguiente, días y/o semanas, por lo que la acumulación de dicho volumen puede realizarse a lo largo de un cierto tiempo, implicando entonces caudales relativamente modestos. Adicionalmente, siempre hay un fluido de retorno que se trata y suele ser posible reutilizar en otras operaciones posteriores, lo que permite ahorrar agua. En consecuencia, el requerimiento no es tan alto; en realidad puede calificarse de relativamente bajo, en comparación con muchas otras actividades humanas. También es moderado por unidad de energía producida, si se compara con otros sistemas de generación.

En los Estados Unidos, donde cada año se perforan miles de pozos y fracturan decenas de miles de etapas para exploración y/o explotación de hidrocarburos, el consumo de agua del conjunto de la industria minera más el de la producción de hidrocarburos alcanza el 1% del consumo total. En España hay años en los que no se perfora ni un solo pozo, por muchas operaciones de *fracking* que pudieran realizarse en el futuro en nuestro país, nunca igualaríamos el volumen de la industria en Estados Unidos. El consumo de agua a emplear en similares operaciones quedaría, a buen seguro, muy por debajo del mencionado porcentaje.

La reducción del volumen total de agua requerida en el proceso de fracturación hidráulica y la maximización en la reutilización del agua del *flowback* son dos de las prioridades de los trabajos de I+D+I en curso. En un futuro próximo depararán, con toda certeza, una disminución en los volúmenes de agua a emplear.

7.2.- Contaminación de acuíferos

Prácticamente es imposible que se produzca contaminación de acuíferos en una operación de fracturación hidráulica si esta se realiza según los estándares habituales de la industria. Después de cientos de miles de operaciones de *fracking*, no hay ningún caso probado de contaminación de acuíferos.

En el subsuelo del estado de Nueva York se localiza parte de la formación geológica denominada Marcellus shale, uno de los objetivos tipo *gas shale* más extensos y prometedores de todo Estados Unidos. En relación con la explotación de este recurso no convencional, en el año 2.008 el estado de Nueva York comenzó la realización de un extenso estudio titulado:

*Supplemental Generic Environmental Impact Statement
On the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program
Well Permit Issuance for Horizontal Drilling
And High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-
Permeability Gas Reservoirs.*

Posteriormente, en el año 2.010 el gobernador del estado decidió establecer una moratoria a aplicar a los trabajos de fracturación hidráulica hasta que finalizase el mencionado estudio. Esta moratoria ha sido ampliamente mencionada y exhibida por colectivos opuestos al empleo del *fracking*, posiblemente en la creencia que acabaría implicando una prohibición del empleo de la técnica en el estado de Nueva York. La realidad sin embargo posiblemente será bien distinta.

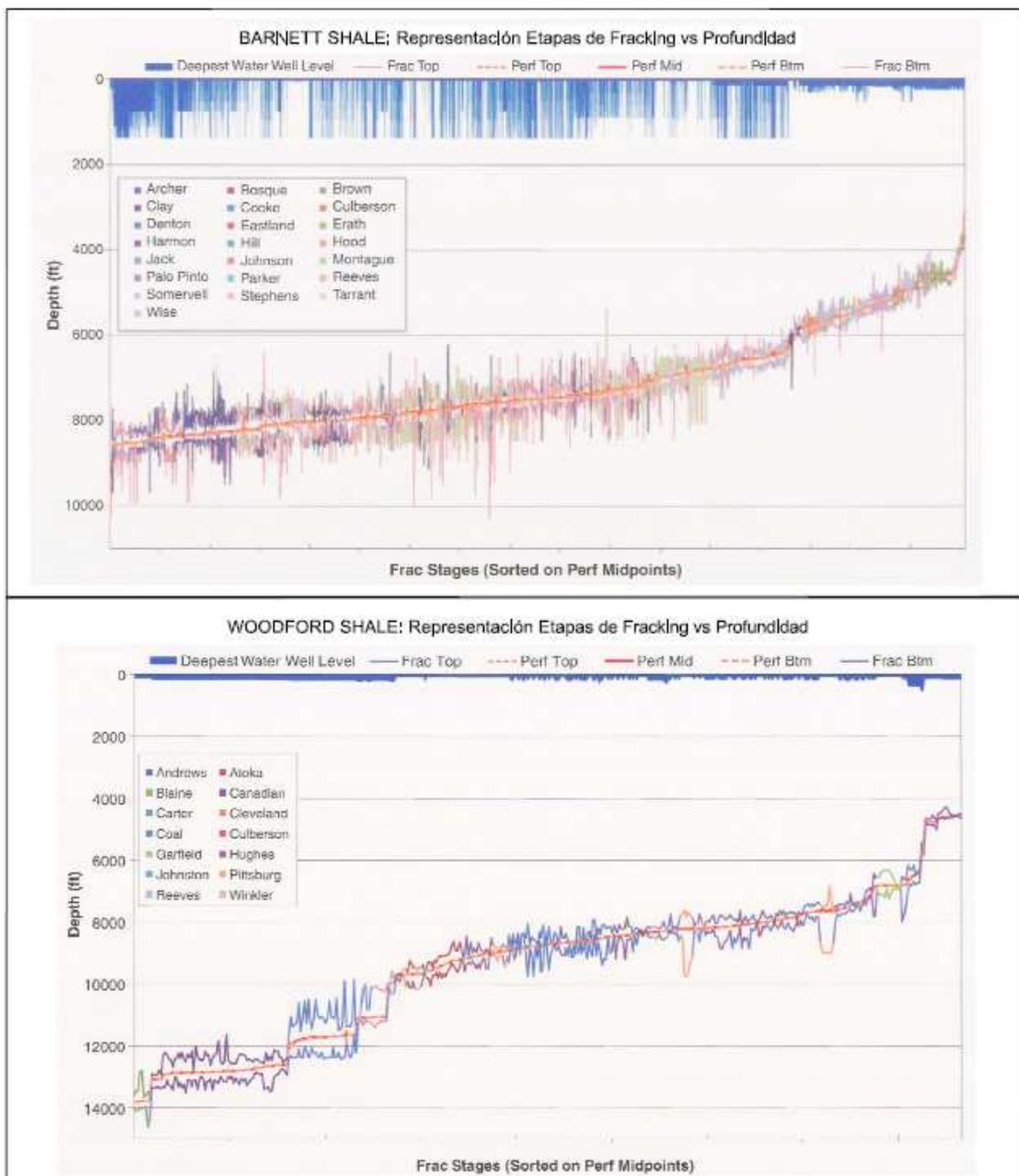
Un borrador corregido de lo que será el informe final, (SGEIS, 2011), está ya disponible en la página web de dicho departamento del estado (www.dec.ny.gov/energy). El estudio es exhaustivo, con participación de diversas administraciones medioambientales de Estados Unidos y consultorías especializadas. La conclusión con respecto a la posible contaminación de acuíferos en operaciones de *fracking* es contundente (ver epígrafe 6.1.4.2 del estudio, en su página 6-41). Todas las administraciones americanas a cargo de la regulación de este tipo de trabajos han testificado que no se han producido casos de contaminación de aguas subterráneas debidos a operaciones de fracturación hidráulica.

En ocasiones se utiliza el argumento de que la contaminación se puede producir debido a la canalización del fluido de fracturación a lo largo de fracturas, pre-existentes o creadas en el propio proceso, que pongan en contacto el reservorio con un acuífero. A menos que el reservorio y el acuífero se encuentren muy cercanos, el proceso es prácticamente imposible. No pueden existir fallas que conecten un reservorio de hidrocarburos con la superficie, o con una formación permeable que esté en conexión con la superficie. Si las hubiera, el hidrocarburo, especialmente si es gas, hubiese migrado a lo largo del tiempo geológico: el supuesto reservorio no albergaría ya ningún hidrocarburo. Esta es la razón por la que los reservorios de hidrocarburos hay que buscarlos a ciertas profundidades, lejos de la superficie y/o de niveles permeables conectados con la superficie.

Si el gas, el hidrocarburo en general, se encuentra todavía en la roca almacén es porque no tiene capacidad de migrar, de escapar, debido a que la roca almacén está sellada por materiales impermeables. Los fluidos, los líquidos, que se inyecten tampoco tendrán esa capacidad, a menos que en el proceso se creen nuevas y mayores vías de escape, con mayor continuidad, extensión, que las existentes. El proceso de fracturación hidráulica no las crea, no genera fracturas de entidad. En Fisher y Warpinski (2012), se concluye, en base al mapeo de las fracturas generadas en miles de operaciones de *fracking*, que la longitud de las fracturas puede, a veces, exceder de 1000 pies (304,8m), pero la altura suele ser típicamente mucho menor, del orden de decenas o centenares de pies. La conclusión, después de estudiar miles de operaciones de fracturación hidráulica, es que los acuíferos que estén situados a más de 300m por encima de la formación a estimular mediante fracturación hidráulica difícilmente podrán verse alcanzados por las fracturas abiertas en el proceso de *fracking*.

Además, en esta misma publicación se suministran los datos referentes a la altura alcanzada por las fracturas generadas en miles de etapas de fracturación realizadas entre los años 2.001 y 2.011 en diferentes objetivos tipos *gas shale* en Estados Unidos (Barnett, Woodforf, Marcellus y Eagle Ford), ver FIGURA 5. En los gráficos

correspondientes a cada formación geológica, las profundidades de las operaciones de *fracking* se representan en la banda de color rojo que atraviesa la figura. Como se observa, cada reservorio ha sido estimulado a diferentes profundidades. La extensión vertical de las fracturas abiertas en las diversas facturaciones hidráulicas se representa en diversos colores (cada color identifica las operaciones de *fracking* realizadas en un condado, es una mera referencia geográfica). Finalmente, las barras azules, siempre por encima, o muy por encima, de las fracturas abiertas, indican la posición de los acuíferos presentes en cada zona. En todos los casos, los puntos que representan las posiciones más altas de las fracturas creadas se sitúan varios miles de pies por debajo del muro de los acuíferos. La mayor apertura de las fracturas en la vertical se asocia a fallas geológicas preexistentes, que se re-abren pero, incluso en casos aislados, en los más extremos, no superan los 500m de apertura, contados desde el punto de inyección.



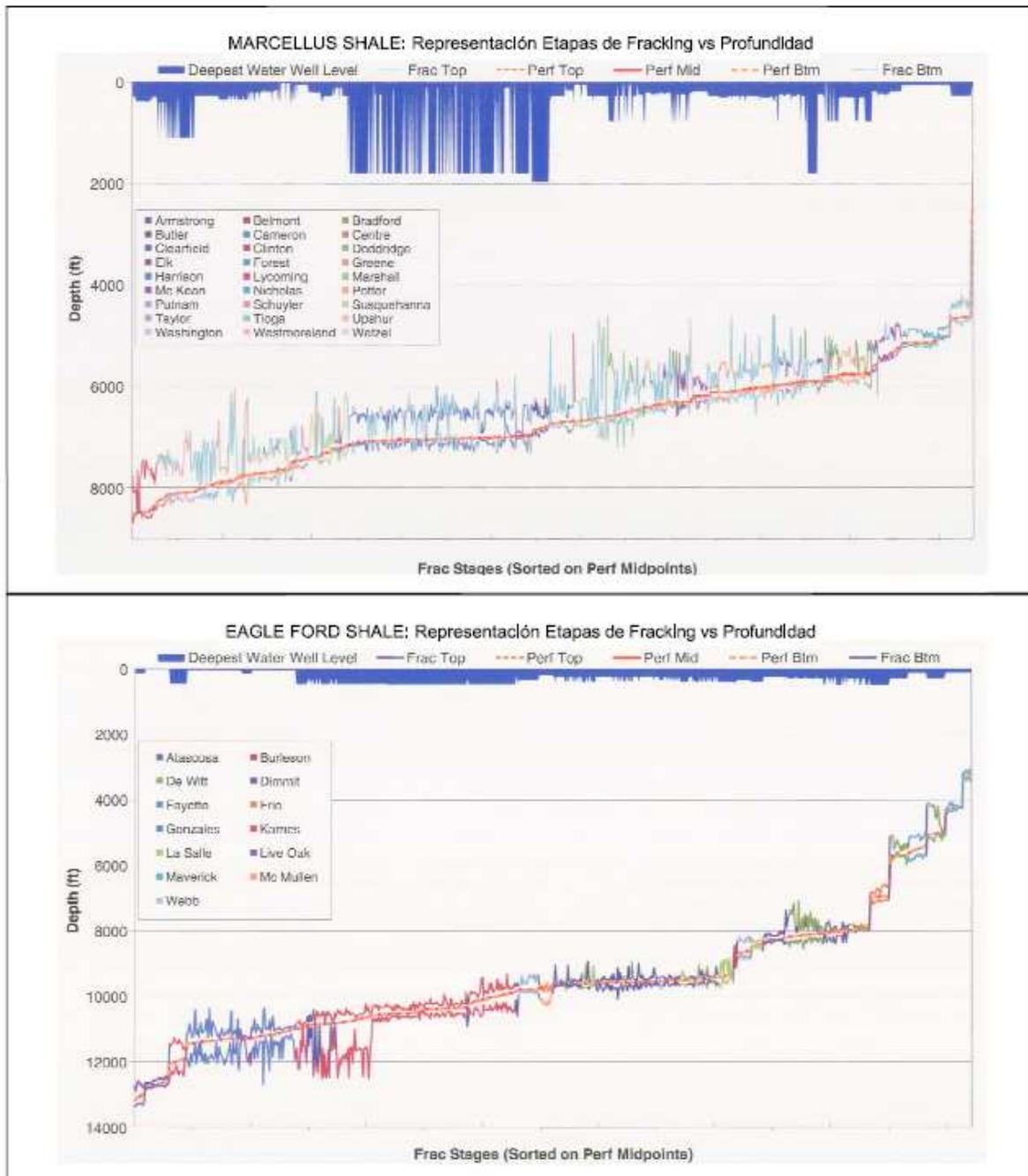


FIGURA 5. Posición de las fracturas abierta en miles de procesos de fracking en cuatro de los principales objetivos no convencionales en EEUU.

Al respecto, cabe añadir que el *New York State Energy Research and Development Authority* realizó un concienzudo estudio sobre el tema; los resultados de este trabajo están incluidos en el informe SGEIS, concretamente en su apéndice 11, con conclusiones similares.

En general, el mayor riesgo, la probabilidad más alta de contaminación de un acuífero, ya sea durante la perforación de un pozo, durante su fracturación o en relación con cualquier otra actividad humana o hecho natural se produce en la superficie. Al respecto debe aclararse que la perforación y fracturación de los pozos para exploración- producción de hidrocarburos se realiza siempre en condiciones de 'vertido cero'.

7.3.- Presencia de contaminantes en el fluido recuperado (*flowback*)

La presencia de este flujo de retorno representa un inconveniente, pero también encierra una oportunidad. En cuanto a la tecnología necesaria para el tratamiento de este fluido de retorno es similar al utilizado con las aguas residuales de muchas industrias y/o de entornos urbanos. En muchos casos, posiblemente constituya un mayor reto tecnológico el tratamiento de aguas de desecho de algunos procesos industriales que el obtenido en el *flowback* del fracking.

El *flowback* está constituido por restos del fluido inyectado, mezclado con hidrocarburos del yacimiento e incluso con agua de formación que pudiera acompañar a los hidrocarburos en el reservorio. El volumen y la composición del fluido de retorno, varían ampliamente de unas formaciones geológicas a otras. Aunque el volumen del fluido de retorno suele ser un porcentaje relativamente pequeño del volumen total inyectado, es un subproducto que hay que gestionar de forma correcta. El tratamiento más adecuado de este flujo de retorno dependerá de cada situación, del volumen que retorne y de su composición.

Quizás los mayores avances innovadores en relación con el tratamiento de las aguas de retorno en las operaciones de fracturación hidráulica residan en la adaptación de los equipos a plataformas móviles que se desplazan a los lugares donde se producen las operaciones y en la capacidad para tratar caudales importantes con dichas unidades móviles (Greenberg, 2012).

En las explotaciones intensivas de los campos no convencionales, normalmente el agua se trata y se re-inyecta en futuras operaciones de *fracking*, disminuyendo así el volumen total de agua que es necesario tomar de los ríos, fuentes, acuíferos, etc. En estos casos, se suelen construir sistemas centralizados de almacenamiento de agua y canalizaciones, tuberías de distribución, etc., que reducen significativamente el posible tráfico asociado a su transporte. Actualmente se reutiliza aproximadamente el 70% del *flowback*, en un futuro más o menos próximo se reutilizará el 100%.

En algunos foros se enfatiza la peligrosidad del proceso de *fracking* alegando que el *flowback* contendrá sustancias contaminantes, metales pesados, e incluso minerales radioactivos. En realidad, no podrá quedar contaminado en ese tipo de elementos químicos si la formación reservorio no los contiene en proporciones elevadas. Los almacenes no convencionales que se tratan con fracturación hidráulica son:

- Reservorios *tight*, normalmente areniscas silíceas habitualmente con cementos silíceos, a veces calizas. Suelen ser litologías más o menos puras, que difícilmente podrán aportar metales contaminantes,
- Carbones (CBM), el fluido de retorno puede tener una composición muy parecida a las aguas que se encuentren asociadas a las explotaciones mineras y/o escombreras de carbón, que no suelen contener metales pesados,

- *Gas shales*, lutitas, limolitas y/o margas ricas en materia orgánica, normalmente con contenidos muy bajos en metales pesados y/o radioactivos.

La mayor parte de las formaciones reservorio no convencionales presentan valores naturales muy bajos, en el rango de trazas, en este tipo de elementos metálicos. En cualquier caso, es un aspecto fácilmente detectable con una analítica estándar, tanto de la roca, previa inyección del fluido, como del fluido.

7.4.- Sismicidad inducida

El proceso de fracturación hidráulica crea microfracturas y/o reabre otras pre-existentes, planos de estratificación, zonas de debilidad del macizo rocoso, etc. Se libera energía, se crean ondas de compresión y de cizalla y se producen microsismos. El aspecto esencial a considerar es la magnitud de esa microsismicidad generada. Y esta suele ser baja o muy baja. Se dispone ya de resultados de seguimiento sísmico en miles de operaciones de *fracking* en diversos reservorios no convencionales en Estados Unidos.

La magnitud de los microsismos generados por las operaciones de *fracking* suele situarse en valores de -3 a -1 en la escala de Richter. Un sismo no es perceptible, por los sentidos de las personas, hasta que alcanza magnitudes del orden de 3 a 3,9, incluso entonces no suelen provocar daños. Los daños empiezan a producirse al llegar a valores de 5 en la mencionada escala.

Solo hay un caso, entre muchos millares de operaciones de *fracking*, en el que dos sismos, uno de magnitud 1,5 y otro de magnitud 2,3, se produjeron muy probablemente debido a una operación de fracturación hidráulica. Ocurrió en la primavera de este año, en Blackpool (Reino Unido). Al respecto, hay que señalar que los sismos con magnitud comprendida entre 2 y 2,9 en la escala Richter, generalmente no son perceptibles y se producen alrededor de 1.000 de ellos al día en el mundo, por causas naturales.

En cualquier caso, no hay referencias sobre ningún tipo de daños a bienes o personas derivados de la microsismicidad generada en las operaciones de fracturación hidráulica. Los valores de microsismicidad asociados a estas operaciones son notablemente inferiores a los que se originan en otras actividades humanas y/o obras civiles.

7.5.- Emisión de gases de efecto invernadero

Las operaciones de perforación de pozos, fracturación hidráulica y producción de gas no convencional no generan emisiones de gases de efecto invernadero superiores a las que se producen en la explotación de gas convencional. En cualquier caso, considerando el ciclo de vida de los diversos combustibles fósiles, el gas natural, ya sea convencional o no convencional, es un combustible más limpio, con menores emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes en general, que el resto de los combustibles fósiles.

7.6.- Huella superficial

Es significativa y, bien mirado, este es quizás el mayor problema o inconveniente que plantea la explotación de reservorios no convencionales frente a la producción convencional. La afección superficial es importante durante la perforación- fracturación de los pozos, una vez realizadas ambas operaciones queda muy mitigada y/o eliminada.

La utilización de la fracturación hidráulica como método de exploración-producción de hidrocarburos es solamente parte de este inconveniente. Para explotar un reservorio no convencional es necesario perforar un gran número de pozos, muchos más que para

producir un almacén convencional. Conlleva mayor número de emplazamientos, otras infraestructuras y tráfico asociado.

Hay que perforar muchos pozos porque las fracturas creadas con el proceso se atenúan a cortas distancias, a pocos centenares de metros de distancia. Imaginemos una formación reservorio horizontal, si el pozo desde el que se realiza la fracturación hidráulica fuese vertical, perpendicular al techo y al muro de la formación, con una operación de *fracking* se conseguiría drenar un volumen rocoso similar al de un cilindro de base circular con un radio de unos 300m, medidos desde el centro del pozo. Un volumen muy pequeño de la formación geológica.

Esto implica que la explotación de todo reservorio necesitaría de la realización de muchos otros pozos, relativamente cercanos, quizás a centenares de metros, a un kilómetro, desde los que repetir la operación y drenar otros volúmenes de roca similares. Así se hacía a mediados del siglo XX, pero no ahora.

Desde los albores del empleo de la fracturación hidráulica, la forma de operar es perforar varios pozos desde un mismo emplazamiento y perforarlos de modo que, cuando entren en la formación reservorio, se desvíen y se hagan discurrir enteramente dentro de la formación almacén. Muchos de los objetivos de tipo *gas shale* en los Estados Unidos yacen más o menos horizontales, por lo que perforarlos de la manera descrita equivale a hacer perforaciones horizontales. De la generalización de este hecho deriva el mensaje ampliamente difundido de que la mayoría de las operaciones de *fracking* se realizan actualmente mediante sondeos horizontales.

Perforando de esta forma es posible drenar un volumen de roca considerable desde un solo emplazamiento, que a la finalización de los trabajos se restaura. En la producción de reservorios no convencionales es habitual el perforar hasta veinte o treinta pozos distintos desde un mismo emplazamiento. Los emboquilles de cada sondeo se sitúan muy cercanos dentro del mismo emplazamiento, la máquina se desplaza solamente unos metros de un pozo a otro (ver FIGURA 6). Cada perforación puede progresar entre 2.000m y 3.000m una vez que entra en el reservorio, siguiendo paralelo al techo y muro de la formación. Posteriormente, se estimula la parte del pozo que discurre por el almacén no convencional, empleando las etapas (*stages*) que sean necesarias.

El perforar varios pozos desde un mismo emplazamiento es la forma habitual de proceder hoy en día, no solamente en operaciones de *fracking* sino también en trabajos de almacenamiento geológico de gas natural y/o CO₂.

Finalmente, todos los emplazamientos quedan restaurados a la terminación de los trabajos: si el pozo es negativo, se restaura a su situación inicial, sin rastro de la actividad exploratoria, exactamente igual para los convencionales que para los no convencionales. Si el sondeo resulta positivo, ya sea un yacimiento convencional o uno no convencional, es necesario tender un gasoducto enterrado que lo conecte con la red; en cualquier caso, se ocupa solamente unos pocos metros cuadrados, el resto del terreno queda totalmente restaurado.

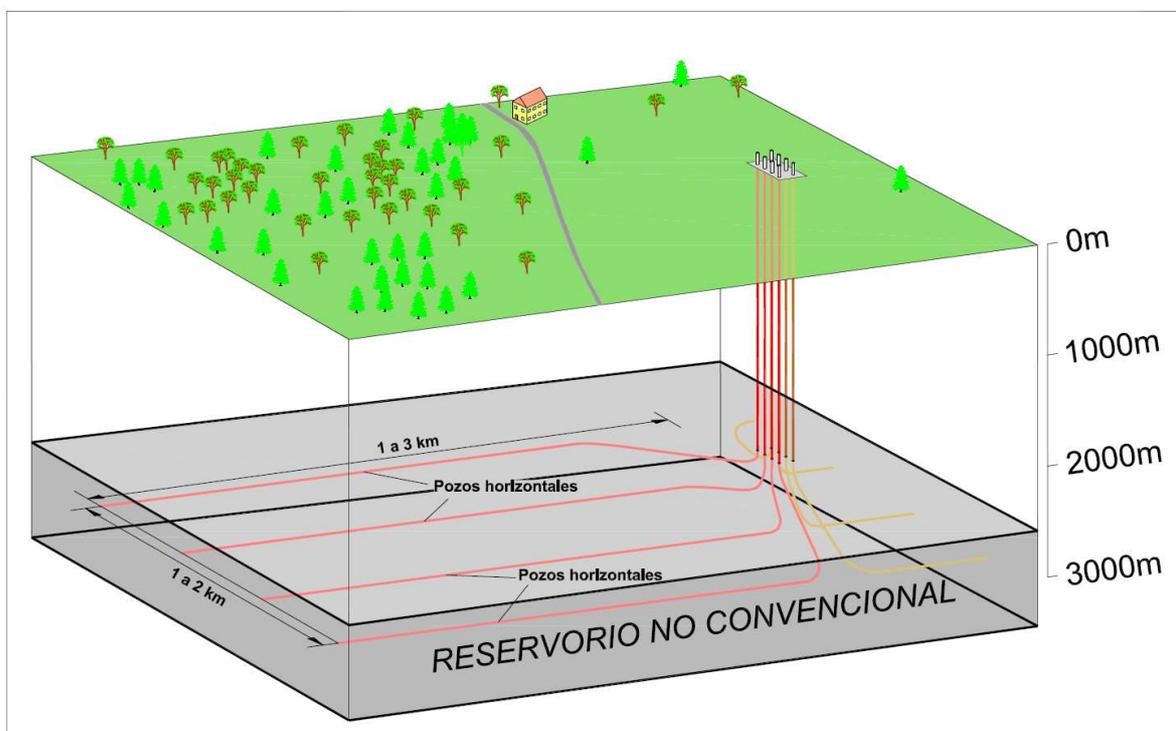


FIGURA 6. Perforaciones de un objetivo no convencional desde un solo emplazamiento.

7.7.- Conclusiones del debate

Después de ya una larga historia en el uso de la fracturación hidráulica y más de un millón de trabajos de *fracking* en todo el mundo, decenas de miles de ellos perfectamente monitorizados y analizados científicamente, se infiere que su uso no conlleva ningún riesgo para el medio, los bienes, ni para la salud de las personas. Lo anterior, siempre y cuando los trabajos de perforación y fracturación se realicen respetando las buenas prácticas de la industria, hoy en día reguladas según estrictas legislaciones. En esto, no se diferencia sustancialmente de muchas otras actividades humanas: para que resulten inocua es necesario respetar escrupulosamente unas determinadas normas de actuación. Además, la fracturación hidráulica presenta una característica específica, que debe ser resaltada. En todos los aspectos relacionados con el *fracking*, se está viviendo actualmente un proceso de I+D+I frenético, con una constante innovación y una espectacular mejora continuada, tanto en la eficiencia del método como en la reducción de su afección medioambiental. Todo ello conducirá indefectiblemente a que, incluso a corto plazo, se desarrollen nuevos procesos, materiales, productos, nuevas técnicas de perforación- fracturación, etc, que acaben por solventar cualquier duda o prevención que la puesta en práctica del método pudiera haber originado.

8.- EL GAS NATURAL ANTE SU ÉPOCA DORADA

Es una energía limpia, con grandes reservas y sin problemas medioambientales significativos en su extracción; no es difícil comprender la importancia que está adquiriendo el gas natural como fuente energética para el futuro de la humanidad. Pero,

incluso con anterioridad al descubrimiento de la potencialidad del gas no convencional, ya se asumía que, a lo largo de las próximas décadas, el gas natural iba a protagonizar un papel preponderante en el *mix* energético mundial.

El gas natural posee una serie de ventajas con respecto al resto de los combustibles fósiles:

- Las reservas de gas natural (convencional) son, por sí mismas, importantes, suficientes para cubrir el consumo, a ritmos actuales, de los próximos 120 años (IEA, 2011),
- Es un combustible 'limpio', con diferencia el más limpio de todos los combustibles fósiles. Su quema produce casi exclusivamente H₂O y CO₂, los mismos productos que emitimos las personas al respirar. Las emisiones de CO₂ por combustión de gas natural son aproximadamente un 50% inferiores a las producidas en la quema de carbón y un 30% menores que las que genera la combustión del petróleo. Carbón y petróleo liberan otros subproductos contaminantes de los cuales el gas natural está prácticamente libre,
- Es un combustible muy versátil, con alto poder calorífico,
- Se dispone de una tupida, moderna y relativamente bien desarrollada infraestructura de transporte en las zonas de mayor consumo. Adicionalmente, su transporte de unas regiones a otras, en grandes volúmenes, es factible a precios asequibles.
- Frente al petróleo presenta la ventaja adicional de poseer reservas con distribución geográfica más amplia, garantizando una menor dependencia de unos pocos países productores,

Por todo ello, en los países occidentales, el uso del gas natural en amplios sectores industriales y domésticos, incluyendo la generación de electricidad, se había generalizado ya con anterioridad a la llegada de los hidrocarburos no convencionales, del gas no convencional. De hecho, el consumo mundial se había doblado en el periodo de 1.980 a 2.011, alcanzando en ese año la cifra de 3,3 trillones de metros cúbicos (IEA, 2011). Con aportaciones siempre crecientes al *mix* energético mundial.

Si a lo anterior se une la potencialidad que empieza a vislumbrarse con respecto al gas no convencional, es fácilmente entendible que se esté afianzando la convicción de que el mundo está a las puertas de una verdadera revolución energética y de que el gas natural va a entrar en su época dorada.

Es ya evidente que las reservas acumuladas extraíbles de gas natural, convencional más no convencional, son enormes (Kuhn y Umbach, 2011), parece claro que dichas reservas acumuladas fácilmente podrán acabar cubriendo las necesidades de la humanidad, a ritmos de consumos actuales, de unos 250 años, o quizás más (IEA, 2011).

Todo lo anterior está propiciando que los hidrocarburos no convencionales sean ya, y lo van a seguir siendo, un objetivo prioritario para las empresas de exploración- producción en todo el mundo. Se descubrirán nuevas reservas y la producción de hidrocarburos no convencionales aumentará año tras año.

9.- SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL Y EVOLUCIÓN PREVISTA

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2011), en el año 2.008 el desglose del *mix* energético a escala mundial era: petróleo, 33'1%; carbón, 27%; energías renovables, 12'9%; nuclear, 5'8% y gas natural, 21'2%. En el año 2.008, hoy en día, las energías fósiles representan el 81% del *mix* energético, no estamos cerca de un escenario dominado por las energías renovables, ni muchísimo menos. Tampoco lo estaremos en el año 2.035, puesto que las energías fósiles representarán todavía el 74% del *mix*. Esta situación y su evolución prevista (OECD/IEA, 2011) hasta el horizonte del año 2.035 se muestra en la FIGURA 7.

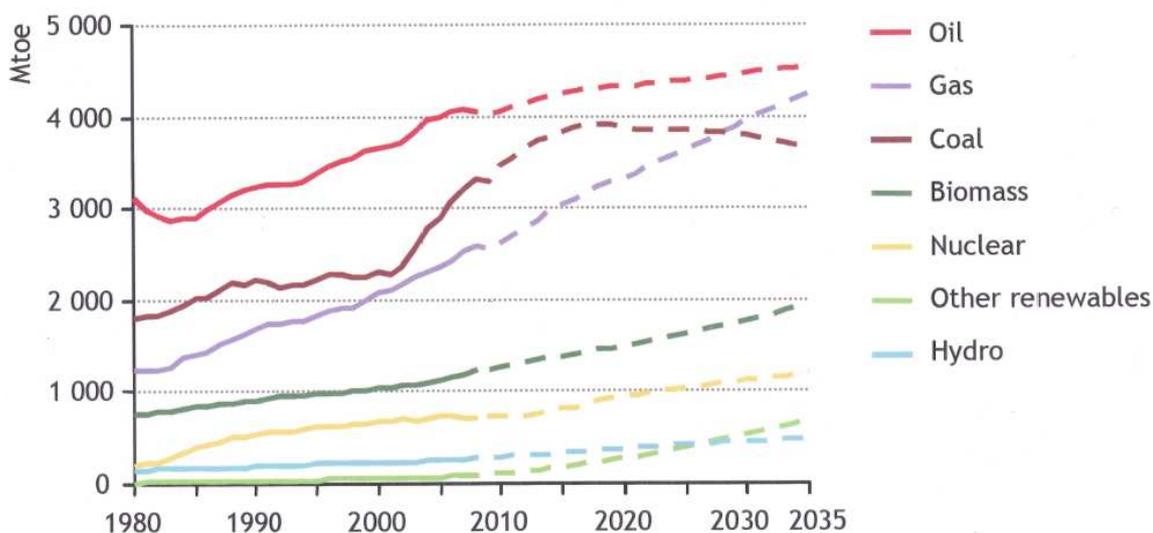


FIGURA 7.- Estimación de la evolución de la demanda energética mundial (Tomado de OECD/IEA, 2011).

La previsión de crecimiento de la población mundial para el periodo 2.008 a 2.011 se cifra en un 26,8%. La demanda energética en el año 2.008 alcanzó los 12.300Mtep y se estima que para el año 2.035 llegue a 16.800Mtep; implica un incremento del 36%, que será mayoritariamente asumido por las energías fósiles. Geográficamente, el mayor porcentaje del aumento lo acapararán los países no OCDE, los emergentes, China e India a la cabeza, en los que el consumo de gas está actualmente mucho menos generalizado que en los países occidentales. Cuanta mayor sea la participación que tenga el gas natural en el *mix* energético de esos países emergentes, y del resto de las naciones, menores serán las emisiones y menor será la contaminación ambiental.

El gas natural representó en el año 2.008 el 21% de la demanda energética y representará el 25% en el año 2.035. Incluso teniendo en cuenta la previsible relativa abundancia del gas natural debido a la incorporación del gas no convencional, solamente en los alrededores del año 2.030, el consumo del gas natural superará al consumo de carbón. Ni siquiera al llegar al horizonte del año 2.035 conseguirá superar al consumo del petróleo (ver FIGURA 7).

En el año 2.008, en China, el porcentaje de participación del carbón en su *mix* energético era del 66% y, según estimaciones del mismo organismo, solo se reducirá hasta el 63%

en el año 2.035 (y debe tenerse en cuenta que esta reducción porcentual implica aquí necesariamente un aumento de las toneladas consumidas). Los países emergentes son los que, según las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2011), van a consolidarse en las próximas décadas como grandes consumidores y van a acaparar gran parte del aumento que se producirá en el consumo energético mundial.

La disponibilidad de gas natural relativamente abundante y barato, debido a la explotación de las reservas combinadas convencionales y no convencionales, posibilitará que parte de la demanda energética mundial se satisfaga con este combustible. De no estar disponible, todos los países, fundamentalmente los emergentes, pero también los desarrollados, seguirán utilizando petróleo y carbón, más contaminantes, como combustibles básicos de su *mix* energético. A este respecto, la situación en EEUU resulta paradigmática: entre los años 2.007 y 2.011, el consumo de carbón (fundamentalmente para generación eléctrica) descendió un 10%, mientras que el consumo de gas natural, abundante y 'barato' en el país, aumentó un 15% (Schrag, 2012). Es una tendencia deseable, que solo será posible a escala mundial si se dispone de gas natural abundante y a precios asequibles. Afortunadamente, en parte debido a las reservas no convencionales, parece que la humanidad podrá disponer de suficiente gas natural para posibilitar un tránsito más sostenible hacia un futuro con fuentes energéticas bajas en carbono.

10.- CONSIDERACIONES FINALES E IMPLICACIONES PARA EUROPA

Los hidrocarburos no convencionales han irrumpido en el panorama energético mundial y parece claro que van a jugar un papel muy importante en el futuro energético de la humanidad, al menos en las próximas décadas.

La exploración y la producción de hidrocarburos no convencionales requieren una planificación detallada de todos los trabajos involucrados en el proceso, así como la gestión (incluyendo el establecimiento de medidas de seguridad y/o restricciones) y el seguimiento de todas las actividades. Pero en esto tampoco se diferencia sustancialmente de otras muchas actividades industriales y de grandes obras civiles que se realizan interaccionando con el medio.

El gas no convencional representa ya un porcentaje significativo de la producción total de gas natural, ese porcentaje va a aumentar considerablemente en el futuro, pasará de ser el 12% en el año 2.008 al 24% en el año 2.035 (OECD/IEA, 2011). Lo anterior, con independencia de que en determinados países o regiones se trate de y/o se consiga retrasar y/o prohibir su uso. La FIGURA 8, tomada de OECD/EIA (2011) muestra la previsión sobre la disponibilidad de reservas (convencionales y no convencionales) en países como China, Canadá, Australia y Estados Unidos para el año 2.035.

Si los países que disponiendo de recursos no convencionales decidieran no ponerlos en valor y se vieran en la necesidad de comprar gas natural en el mercado, deben tener presente que una parte, creciente con el paso del tiempo, de dicho gas será no convencional.

Europa y España no están al margen del interés exploratorio por los recursos no convencionales de hidrocarburos. De hecho, ya se han realizado, o se encuentran en vías de realización, revisiones sistemáticas de sus cuencas geológicas con el fin de

identificar potenciales objetivos no convencionales (Boyer et al., 2011). El rastreo se centra en la identificación de rocas ricas en materia orgánica, de muy diversas edades, que hayan generado hidrocarburos. Están empezando a definirse los primeros cálculos de reservas de gas no convencional recuperables, suman 14,6TCM, trillones de metros cúbicos, trillones con significado anglosajón, nuestros billones. En cualquier caso, se trata de evaluaciones muy preliminares, que necesariamente variarán con el paso del tiempo. Al respecto, es oportuno señalar que el consumo anual de gas en Europa ronda los 485BCM ($485 \times 10^9 \text{m}^3$), datos del año 2.010.

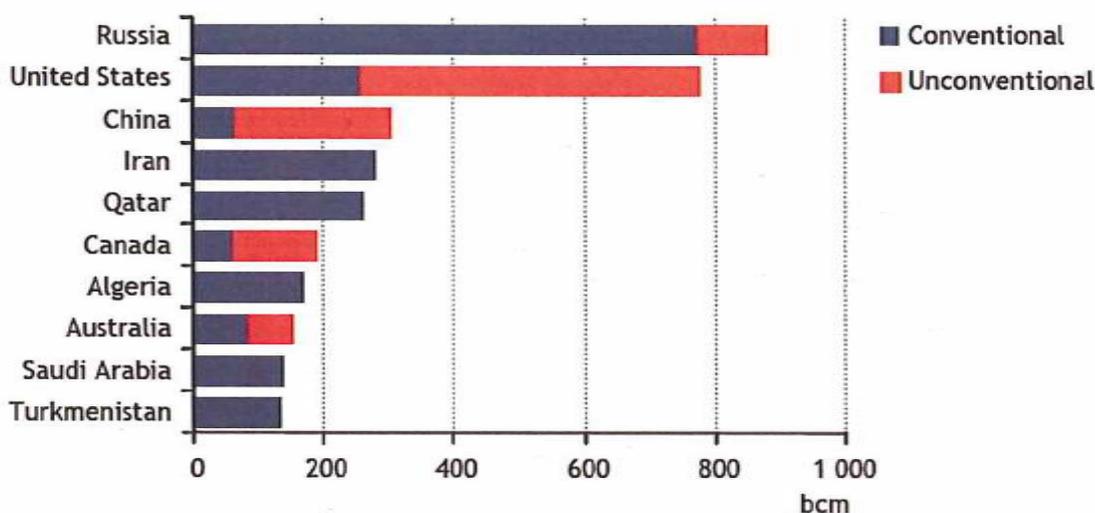


FIGURA 8.- Estimación de reservas de gas natural (convencional y no convencional) por países para el año 2.035.

Las reservas acumuladas de gas convencional más las de gas no convencional ya evaluadas en Europa, alcanzan para satisfacer el consumo de los próximos 60 años o incluso más, Kuhn y Umbach (2011). Es una buena reserva energética, que Europa necesita, de un combustible limpio.

La situación energética en Europa merece un comentario adicional, por su propia especificidad y por ser el área geopolítica en la que se circunscribe nuestra principal actividad económica y a la cual está ligado nuestro devenir. Es un continente con elevados índices de dependencia energética externa, la dependencia energética exterior de Europa alcanza el 55%, la de España se sitúa en el 80%. Puede simbolizar perfectamente las oportunidades que los recursos no convencionales representan, o pueden llegar a representar tras su correcta evaluación, para países y/o áreas geopolíticas que dispongan de este tipo de recursos.

Las cifras referentes a la producción y consumo de gas natural muestran nítidamente una de las debilidades, quizás la mayor del continente europeo, que representa una clara amenaza para su futuro. En la FIGURA 9 se ha representado la producción (en el numerador) y el consumo (en el denominador) de gas natural (en billones de metros cúbicos, BCM) de las diversas áreas geopolíticas mundiales. Todas ellas están más o menos equilibradas o tienen un claro superávit de su producción frente a su consumo. Todas menos Europa, que es claramente deficitaria.

Si el análisis se hace descender a la realidad de España, el resultado es mucho más preocupante. En lo referente al suministro de gas natural, España depende casi al 100% de las importaciones. Solo producimos una parte ínfima del gas natural que consumimos, y nuestro consumo anual de gas natural alcanza los 34,4BCM (datos del año 2.010). La factura anual que España paga por compra de hidrocarburos (gas y petróleo) en el exterior representa más de cincuenta mil millones de euros. No es una situación que permita desaprovechar oportunidades.

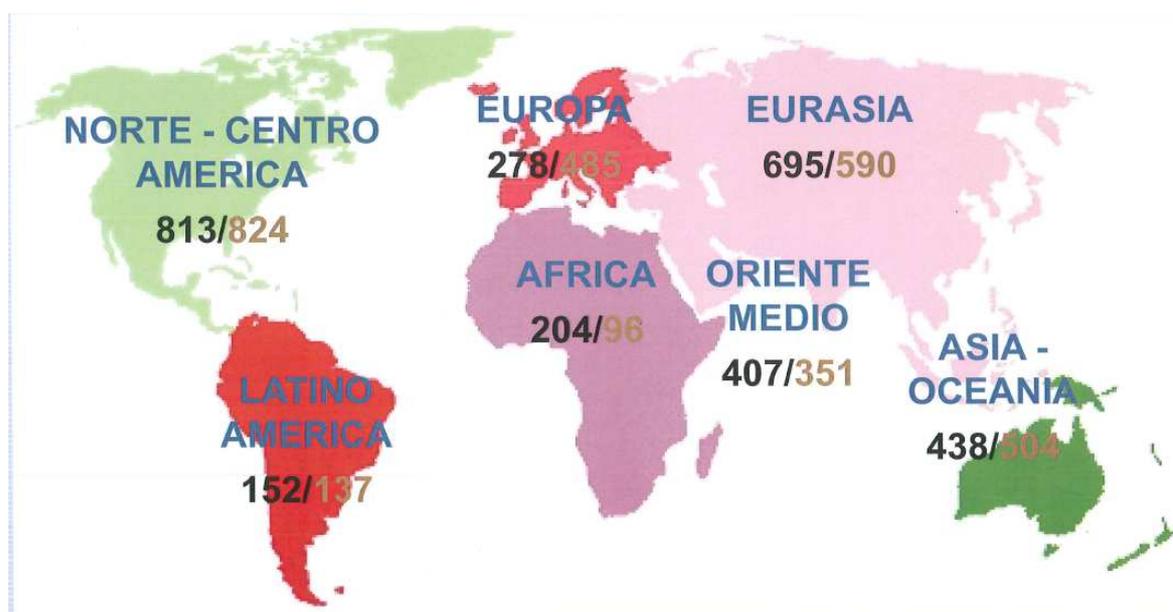


FIGURA 9.- Producción/Consumo de gas natural, en BCM. Tomado de López, L.F., 2011.

Los países occidentales, España incluida, están capacitados para realizar una correcta gestión de los recursos no convencionales de hidrocarburos. Todo parece indicar que Estados Unidos lo está haciendo; con evidentes beneficios para su economía, su mercado de trabajo y su autoabastecimiento energético. Se trata de aprender de esa experiencia, utilizando los aciertos y aprendiendo de los errores; no es una estrategia nueva, la humanidad la conoce bien, la viene poniendo en práctica desde hace muchos siglos.

Estos recursos representan una oportunidad que no debe desaprovecharse, en ningún lugar del mundo, pero especialmente en zonas como Europa.

Juan García Portero.
GEÓLOGO.

Colegiado nº 573 del Ilustre Colegio Oficial de Geólogos (ICOG).

BIBLIOGRAFÍA

- AAPG Memoir 89 (2009): Natural Gas Hydrates –Energy Resource, Potential and Associated Geologic Hazards.
- Boyer, C., Clark, B., Jochen, V., Lewis, R. and Miller, C.K. (2011): Shale Gas: A Global Resource. En: Oilfield Review Autumn 2011: 23, no 3. Schlumberger.
- Geological Society Special Publication N° 319 (2009): Sediment-Hosted Gas Hydrates, New Insights on Natural and Synthetic Systems.
- Greenberg, J., (2012): Water Management Essential in Hydraulic Fracturing. En Hydraulic Fracturing. The techbook. A supplement to E&P.
- EIA, Energy Information Administration- US Department of Energy (2007): Annual Energy Outlook.
- EIA, Energy Information Administration- US Department of Energy (2011): International Energy Outlook 2.011.
- IEA, International Energy Agency (2011): World Energy Outlook 2011.
- Kruuskraa, V., Stevens, S., Van Leeuwen T. and Moodhe, K. (2011): World Shale Gas Resources: An initial Assessment of 14 Regions Outside the Unites Startes. Washington, DC, US DOE EIA.
- Kuhn, M. and Umbach, F. (2011): Strategic perspectives of unconventional gas: a game changer with implications for the EU's energity security. EUCERS Strategy paper. Volume 01, Number 01, 01 May 2011.
- López, L. F. (2011): Retos energéticos 2011. El mercado del gas natural (Inédito).
- OECD/IEA International Energy Agency (2011): World Energy Outlook 2011. Special report: Are we entering a golden age of gas?.
- Schrag, D.P. (2012): Is shale gas good for climate change?. The American Academy of Arts & Sciences.
- Steward, D. B. (2007): The Barnett Shale Play. Phoenix of the Fort Worth Basin. A History. Publicado por The Fort Worth Geological Society.