

Hidrocarburos no convencionales en EEUU y sus implicaciones

David Gómez Jiménez (1)

Jorge Sanz Oliva (2)

Jaime Portero Larragueta (3)

Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Los Ángeles

El auge de los combustibles fósiles no convencionales está cambiando el panorama energético mundial y es un foco de atención para inversores, reguladores, empresas y ciudadanos. Sin embargo, su explotación no es sencilla y tiene importantes impactos ambientales, sociales y económicos. En este artículo se explica dónde, cómo y por qué ahora se están explotando y las implicaciones que tienen en el país que lo ha visto nacer: Estados Unidos.

Origen

La primera consideración es que estos hidrocarburos no son distintos en absoluto a los convencionales; su génesis es la misma aunque su geología no lo sea. Como es sabido, los hidrocarburos se han creado a lo largo de varios cientos de miles años, a partir de materia orgánica primitiva (plancton, algas) que moría y se depositaba en cuencas marinas. Estos residuos se mezclaban con arenas y otros sedimentos que se iban depositando y compactando, a lo largo de miles de años, en condiciones anóxicas (en ausencia de oxígeno). En ellos tenía lugar un proceso llamado carbonización, donde ciertos microbios, junto con procesos térmicos a grandes presiones, reducían el oxígeno y dejaban cadenas de carbono e hidrógeno que forman los combustibles fósiles. Dependiendo de su composición y cantidad de hidrógeno han dado lugar a combustibles en diversos estados físicos: sólido (carbón), líquido (petróleo) o gaseosos (gas natural). Dichos sedimentos se compactaban y petrificaban dejando intersticios donde se quedaban contenidos los hidrocarburos. Este tipo de rocas se denominan en la jerga del petróleo *generadoras* o *madres*. Desde estas rocas, tuvo lugar un proceso denominado

¹ Ingeniero Industrial (UPM), Diplomado en Empresariales (UNED). *Director Departamento de Energía.*

² M.Sc. London School of Economics. *Consejero Económico y Comercial.*

³ Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos (UPM). *Técnico en Comercio Exterior.*

migración, donde parte de los hidrocarburos más ligeros emergían de la roca generadora y siguiendo complejos procesos, se desplazaban hacia capas superiores, donde, eventualmente, podían encontrar estructuras geológicas cerradas denominadas trampas que están limitadas por rocas impermeables (sello), quedando atrapados y almacenándose en capas permeables denominadas *almacén*. Estas trampas han dado lugar a las bolsas convencionales que se explotan desde principios del siglo XIX. Sin embargo, muchos de los hidrocarburos formados siguen retenidos en las rocas generadoras, de donde no han podido migrar. En estos estratos es donde se encuentran los llamados hidrocarburos no convencionales, que, como se ha explicado, no es que sean distintos, es que se encuentran en formaciones y estructuras no habituales, pero conocidas desde hace muchas décadas, por ser donde se han generado los hidrocarburos⁴.

La característica más importante de estos estratos es su baja permeabilidad, es decir, su baja capacidad para permitir el paso de un fluido, en este caso petróleo o gas, siendo cientos o incluso miles de veces menor que las rocas almacén tradicionales. Esto no quiere decir que no estén ya fracturados y no tengan porosidad, sino que es difícil que los hidrocarburos pasen a través de ellos. Al ver estas



rocas al microscopio, se observa que la materia orgánica se encuentra en los poros entre los granos y retenidos en las fracturas existentes, aunque también hay moléculas adsorbidas en la matriz de la roca.

Existen tres tipos de formaciones donde se pueden encontrar hidrocarburos retenidos (tanto en forma de petróleo como de gas) y que dan lugar a los distintos nombres de estos combustibles no convencionales: *Coal Bed Methane (CBM)*, *Tight Gas/Oil* y *Shale Gas/Oil*. El primer caso, se trata de gas metano retenido en capas de carbón (*grisú*), que se ha considerado tradicionalmente como un riesgo en la explotación minera de este combustible sólido. En el caso de las *Tight Sands*, los hidrocarburos se encuentran en rocas sedimentarias con baja permeabilidad; que es aún menor en el caso de las lutitas o pizarras (*Shale*). Estos dos últimos se encuentran, en general, en formaciones a grandes profundidades, mientras que el CBM puede darse en estratos superficiales. En cualquier caso, los tres se explotan de forma similar y con las técnicas que se denominan como *fracking*. El CBM y las

⁴ Ver: *Gas No Convencional en España, una oportunidad de futuro*. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, 2013

Tigh Sands se llevan explotando con producciones importantes desde los ochenta, mientras que el *Shale Gas* o *Shale Oil* ha empezado a despegar, de forma exponencial, a partir del 2005⁵. Como resumen, comentar que el *Shale Gas* se está traduciendo incorrectamente como 'gas pizarra' o 'gas de esquisto', proviniendo realmente de diversas formaciones litológicas. Sería más correcto decir que es gas o petróleo contenido en la roca generadora, siendo su principal característica la baja permeabilidad⁶.

Explotación

La razón por la que se ha desarrollado ahora la explotación de estos hidrocarburos y no antes se debe a una combinación de factores, ya que la baja porosidad de estas rocas hace que los métodos convencionales no sean rentables. Dichos factores han seguido un desarrollo histórico paralelo y se resumen en: apoyos públicos a la investigación en la explotación, mejoras en las técnicas de perforación y estimulación de los pozos (*fracking*), y ventajas regulatorias que han facilitado su desarrollo.

Para poder extraer los combustibles de estas rocas tan poco porosas, es necesario abrir las fracturas existentes y crear muchas más nuevas, permitiendo unir las cavidades donde se encuentran alojados los hidrocarburos y facilitando también su desorción (liberación desde la matriz). Ese es el objetivo de la estimulación de pozos, que es una técnica que se viene empleando con distintos fluidos (y explosivos) en la industria del petróleo y del gas desde finales del siglo XIX, en pozos convencionales para mejorar su rendimiento (actualmente se aplica en más del 60% de los pozos). El primer uso de fracturación hidráulica (con agua) data de 1947 por Floyd Farris en Hugoton, Kansas, cuya patente fue después licenciada por Halliburton, empresa que ha tenido un papel relevante en el desarrollo de estas técnicas⁷. En los años siguientes se siguió perfeccionando la práctica, en EEUU y en otras partes del mundo, con mayores cantidades de fluido y con distintos *proppants* o *agentes de sostén*. El objetivo de estos últimos, que son, principalmente, arena fina y dura de sílice, es bloquear las fracturas abiertas una vez disminuye la presión hidrostática, evitando su cierre y que se impida la liberación del hidrocarburo. Sin embargo, no fue hasta los años setenta cuando se empezó a investigar en emplear esta técnica para rocas de baja permeabilidad, motivado por la crisis del petróleo. En 1976 se inicia el proyecto de investigación público-privado denominado *Eastern Gas Shales Project*, con el objetivo de investigar los recursos no convencionales existentes y mejorar la tecnología para poder extraerlos de forma rentable, en las

⁵ Ver *US Energy Information Administration* (EIA) en www.eia.gov

⁶ Ver *Hidrocarburos No Convencionales*, Juan García Portero, Tierra y Tecnología, Nº 41, 2012

⁷ Ver *Hydraulic fracturing. History of an enduring technology*, Carl T. Montgomery, Michael B. Smith, Society of Petroleum Engineers, 2012.

cuencas de Illinois y Michigan. La investigación continuó a lo largo de los años apoyada por la combinación de la iniciativa pública (a través del *Department of Energy* y de incentivos fiscales) y de la privada. No fue hasta el año 1997, cuando la compañía Mitchell Energy, tras años de pruebas en la cuenca de Barnett (Texas), consiguió dar con la mezcla de fluidos de fracturación adecuada (agua, *proppants* y diversos químicos) para hacer rentable su explotación. El método se denominó *slick-water fracturing* (literalmente, fractura con agua 'escurridiza')⁸.

Además de ello, la explotación de estos hidrocarburos no hubiera sido tampoco lucrativa si no se hubiera avanzado en las técnicas de perforación. La estimulación hidráulica tiene un área de influencia reducida a varios cientos de metros alrededor del pozo, perpendicular al mismo. Sin embargo, los estratos están orientados en distintos buzamientos (ángulos) no muy alejados de la línea horizontal, y con potencias (espesores) de sólo cientos de metros frente a superficies horizontales que abarcan cientos de hectáreas. Por tanto, estimular en pozos verticales obtendría muy poco hidrocarburo para hacer rentable toda la perforación. No obstante, la tecnología actual permite perforar pozos verticales que en cierto punto (*kick-off point*) son capaces de girar y orientarse siguiendo el estrato, de forma horizontal o en direcciones más complejas, y permite avanzar varios kilómetros en estos 'laterales'. En ellos, el pozo se estimula por etapas, fracturando la roca en una zona de influencia mucho mayor. La perforación direccional tiene sus inicios en los años treinta del siglo pasado, cuando expertos como John Eastman lo emplearon para apagar pozos en llamas (inyectando agua a la bolsa)⁹. Esta técnica también se empleó en los años cincuenta, en el conocido escándalo de East Texas, donde se descubrió que varios operadores estaban perforando de forma direccional para robar petróleo de bolsas vecinas. La tecnología mejoró mucho en los setenta con el empleo de los llamados *mud motors* o *downhole motors*. Hasta entonces la perforación se realizaba con *rotary rigs*, que al no tener el motor en punta obligaban a girar a todo el varillaje. Por dentro de este, se introducía fluido a presión (*mud*) para refrigerar y limpiar el avance del taladro. Con los *downhole motors*, este mismo fluido se emplea para mover sólo la broca en la parte inferior, gracias a una turbina hidráulica que transforma la presión en movimiento giratorio. Al permanecer el resto del varillaje fijo, se pueden conseguir mayores ángulos de giro y avanzar más distancia lateralmente. También fue clave el avance en las técnicas de medición de la posición de la herramienta de perforación bajo tierra, campo en el que se han desarrollado sofisticados métodos para conocer dónde y cómo se realiza la perforación, muchos de ellos, patentados por Halliburton.

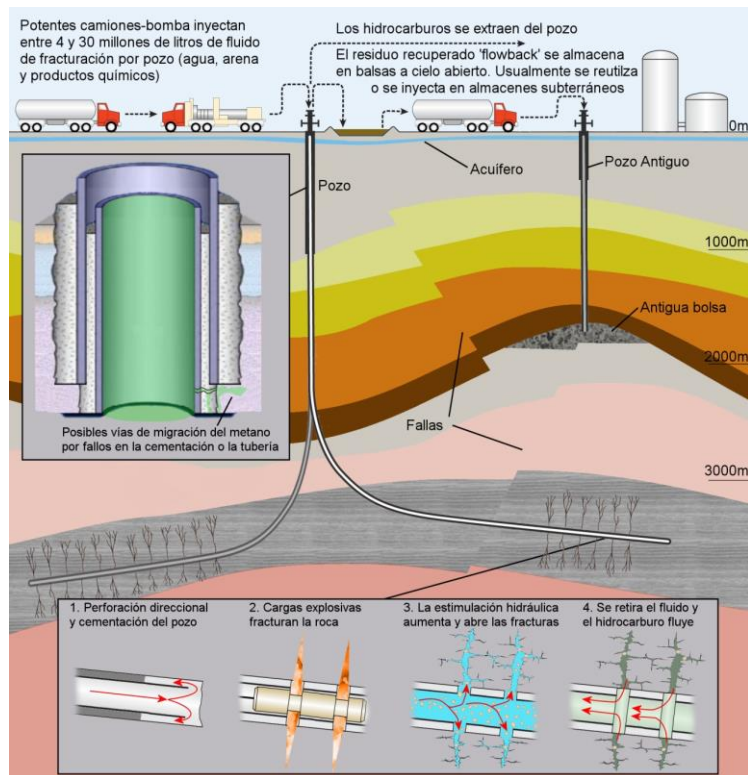
Por lo tanto, la investigación en la mejora de las dos técnicas ha sido clave para poder extraer hidrocarburos de estas formaciones tan complejas, y el apoyo público

⁸ Ver *US Government Role in Shale Gas Fracking History: An Overview and Response to Our Critics*, Alex Trembath, 2012

⁹ Ver *Slanted Oil Wells*, Popular Science Monthly, pag 40-41, 1934

en consorcio con la empresa privada ha sido fundamental. Gracias a ello, como se ha comentado, desde los años ochenta, se vienen explotando cuencas de *Tight Sands* y de CBM, mientras que el *Shale* se empezó a desarrollar desde el año 2000, en la cuenca de Barnett, aunque ya se explotan muchas más.

El aprovechamiento actual del *Shale* y las *Tight Sands* supone un fuerte desarrollo industrial y un importante impacto en el terreno de las zonas que se están explotando.



Como se ha comentado, la zona de influencia de la estimulación abarca varios cientos de metros alrededor del pozo. Para explotar el estrato es necesario perforar y fracturar de forma paralela, intentado cubrir toda la superficie de la capa de roca (estrato). Por ello, desde la plataforma de perforación (*pad*), que es el clareo donde se disponen los equipos y las balsas (a cielo abierto) para los fluidos de fracturación, se perforan varios pozos en direcciones paralelas y hasta donde la apertura lateral llegue (siempre dentro del *lease* que se tiene derecho a utilizar). Cuando se ve una foto aérea de estas explotaciones, se aprecian un gran número de plataformas esparcidas en el terreno (típicamente están separadas entre 400 y 1000m)¹⁰. Además, de acuerdo con la información que proporciona la industria¹¹ y otras fuentes como la *Environmental Protection Agency* (EPA)¹² o el *Ground Water Protection Council*¹³, por cada pozo que se perfora, es necesario entre 4 y 30 millones de litros de fluido de fracturación para estimularlo, lo que supone una cantidad enorme de agua y residuos a gestionar en el conjunto regional.

¹⁰ Ver *SkyTruth* en blog.skytruth.org

¹¹ Ver *FracFocus* en www.fracfocus.org

¹² Ver *Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*, EPA, 2011

¹³ Ver *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*, Ground Water Protection Council and ALL Consulting, 2009

¿Posible burbuja?

Aunque la técnica del fracking pueda parecer sencilla, la física que subyace en la estimulación y rotura de la roca es tremendamente complicada, e implica dinámica no-lineal y matemática avanzada. Además, y a pesar de que se lleva investigando en este campo varias décadas, no existen todavía suficientes datos y pruebas para comprender cómo se produce la extracción de los hidrocarburos¹⁴. Lo que sí se conoce, y ha causado cierta sorpresa, es el bajo rendimiento de extracción con el tiempo¹⁵. Con datos de los pozos que se llevan explotando, se ha visto que la producción disminuye de forma exponencial tras la estimulación hidráulica. Tras el primer año, la producción cae prácticamente un 50%, y cinco años después de la perforación, el pozo produce menos del 10% inicial; mientras que la industria estima que la vida útil es muy superior¹⁶, probablemente por analogía con la explotación convencional de la que se tiene mayor experiencia y porque consideran varias estimulaciones hidráulicas a lo largo del tiempo (*re-fracking*). Por ello, algunos consultores como Arthur Berman¹⁷ o el *Post Carbon Institute*¹⁸ han disparado las alarmas sobre una posible burbuja en el sector. La previsión de la producción de los pozos es una variable fundamental para la valoración de las inversiones y de las decisiones a largo plazo y, para mantenerla, se tienen que realizar numerosas perforaciones que compensen el bajo rendimiento por pozo. Actualmente, las empresas operadoras están realizando una fuerte inversión en perforación, que supone entre 4,5 y 7,5 millones de dólares por pozo (incluida la estimulación, que representa entre un 40 y un 60% de ese coste)¹⁹, para lo que acuden al mercado financiero en busca de capital. Los complejos productos de inversión que se están desarrollando, ligados a la incierta producción de los pozos, han suscitado temores de que se puedan repetir situaciones como las vividas recientemente en el sector inmobiliario, donde claramente se infravaloraron los riesgos asociados a las inversiones¹⁸. Desde el 2008, la inversión en el sector ha superado los 133 millardos de dólares, con una inversión extranjera directa (China, Alemania, Francia...) del 20%.

¹⁴ Ver *Multidomain Data and Modeling Unlock Unconventional Reservoir Challenges*, Utpal Ganguly and Craig Cipolla, Society of Petroleum Engineers, Journal of Petroleum Technology, 2012

¹⁵ Ver *Evolution of the Barnett Shale: Inception to Date, Horizontal Well Completions in North American Shale Plays*, Nick Steinsberger, Republic Energy, 2012

¹⁶ Ver *Deepening Doubts About Fracked Shale Gas Wells' Long Term Prospects*, Brendan Demelle, 2012

¹⁷ Ver petroleumtruthreport.blogspot.com

¹⁸ Ver shalebubble.org

¹⁹ Ver *Economic Viability of Shale Gas Production in the Marcellus Shale; indicted by production rates, costs and current Natural Gas Prices*, Ryan Duman, Thesis, Michigan Technological University, 2012

Existe una gran competencia entre las operadoras por cerrar contratos (*lease*) con los propietarios de los terrenos y perforar cuanto antes, por temor a que futuros cambios regulatorios o de mercado puedan afectar a su creciente valoración en bolsa. Las cifras de inversión por pozo son mucho menores de las que se manejan actualmente en perforación offshore o convencional en sitios remotos, lo que está propiciando que aparezcan numerosas empresas pequeñas capaces de entrar en el mercado. Todo ello ha generado desarrollos exponenciales en exploración y perforación, que han hundido los precios de gas natural en 2012. En EEUU el precio medio durante el año se ha situado en torno a los 3 USD/MMBTU, lo que contrasta con 9 USD/MMBTU en Europa o los 18 USD/MMBTU en Japón. Con este bajo nivel de precios, la extracción del gas natural se ha frenado, pero no la exploración, que, como se ha comentado, sigue un desarrollo explosivo por adquirir los derechos. Sin embargo, la extracción de los hidrocarburos avanzará en función de los precios y los costes que lo hagan rentable, por ello es relevante tener en cuenta la capacidad de exportación (inicio a partir de 2015) o eventuales cambios regulatorios que incrementen dichos costes.

Incentivos regulatorios

El tercer factor clave para el desarrollo industrial de estos hidrocarburos ha sido disfrutar de un marco regulatorio muy favorable. En Estados Unidos, los derechos mineros son privados y normalmente van asociados a la propiedad de los terrenos, aunque se pueden desligar de los mismos. Los propietarios de los derechos reciben considerables ingresos de su explotación, normalmente un *bonus* por el uso del terreno más un porcentaje de lo extraído como *royaltie*, que varía entre un 10 y un 25%¹⁹. Por ello, en muchas zonas rurales, la actividad energética se ha convertido en un negocio paralelo a la actividad agrícola o ganadera con la que convive, y que puede generar importantes rentas, no sólo a los propietarios, sino también al resto de la región, por el efecto multiplicador del desarrollo industrial. En cuanto a la regulación medioambiental y el reparto de poderes, en EEUU existe un modelo regulatorio que se denomina *corporativismo federal*, por el cual los Estados tienen casi todas las competencias regulatorias. Sin embargo, el gobierno federal dicta unas leyes y normas, apoyadas por diferentes agencias, que suponen una base o mínimo que todo el país tiene que cumplir, y que los Estados pueden desarrollar haciéndolas más estrictas. La normativa a nivel federal se vio especialmente modificada en 2005, a través de la *Energy Policy Act*, hecho que se conoce incluso como el *Halliburton Loophole* (laguna jurídica). Dicha ley de 2005 fue promovida por el entonces vicepresidente del país, Dick Cheney (republicano), que accedió al poder tras ser el presidente de la citada empresa Halliburton, una de las mayores compañías en el suministro de equipos y fluidos para la perforación. En dicha ley, se concedieron importantes exenciones a la industria del petróleo y del gas, añadidas a las que ya disfrutaban, mejorando su posición frente a otras industrias.

Entre otras, enmendaba la *Safe Drinking Water Act* (SDWA) para que la estimulación hidráulica, salvo si se realizaba con diésel, estuviera exenta de cumplir el programa *Underground Injection Control* (UIC) y sus residuos fueran aptos para ser vertidos en cavidades o pozos Clase II, exigencia menos restrictiva que para otras industrias²⁰. También se modificó la *Clean Water Act* (CWA) para evitar que las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas tuvieran que realizar un control de escorrentías y pluviales²¹. La misma ley, en la definición de contaminante (*pollutant*) excluye literalmente cualquier "agua, gas o material que sea inyectado en un pozo para facilitar su producción", salvo que el Estado donde está diga lo contrario²². Adicionalmente la *National Environmental Policy Act* (NEPA) se modificó para hacer a la exploración y explotación exentas, en muchos casos, de realizar Estudios de Impacto Ambiental²³. Aparte de esta, existen además otras importantes exenciones como la no obligación de informar de los productos empleados en la estimulación hidráulica y de su toxicidad (en la *Emergency Planning and Community Right-to-Know Act*). Asimismo, muchos de los químicos que se utilizan se consideran 'no peligrosos' (*hazardous*), por definición y sólo por emplearse en explotación de hidrocarburos; aunque sí son considerados como tal, en otras industrias (en la *Resource Conservation and Recovery Act*).

Más allá de estas normas federales básicas, el grueso de la regulación recae en los Estados, que están legislando de forma desigual. No obstante, alguno ha establecido una moratoria a las técnicas de *fracking* (como Nueva York) o a la inyección de vertidos en depósitos profundos hasta estudiar su sismicidad (en Arkansas).

Por otro lado, a nivel federal, tiene un papel de referencia y siempre controvertido la *Environmental Protection Agency* (EPA), que lleva estudiando los impactos del *fracking* desde hace décadas. Ya a mediados de los ochenta, elaboró un documento al Congreso en el que argumentaba que se había producido contaminación de fluidos de fracturación en un acuífero cercano desde algunos pozos abandonados, en West Virginia²⁴. En 2003, llegó a un acuerdo no vinculante con las principales empresas de perforación (entre ellas Halliburton) para evitar el uso del diésel como fluido de fracturación, que había sido descubierto en varias explotaciones de CBM (recordemos que pueden ser superficiales), alegando su peligrosidad para los seres

²⁰ Ver *Energy Policy Act of 2005*, SEC 322

²¹ Ver *Energy Policy Act of 2005*, SEC 323

²² Ver *Clean Water Act*, SEC 502

²³ Ver *Energy Policy Act of 2005*, SEC 390

²⁴ Ver *Report to Congress: Management of Wastes from the Exploration, Development and Production of Crude Oil, Natural Gas and Geothermal Energy*, EPA, 1987

humanos²⁵. A pesar de ello, años después se descubrió que se había seguido usando²⁶. Recientemente, destacan sus investigaciones en Pavillion (Wyoming)²⁷ y Dimock (Pennsylvania)²⁸, donde ha encontrado productos químicos en el agua de consumo que se emplean en la estimulación hidráulica de los pozos cercanos y en valores superiores a los normales. No obstante, en el caso de Dimock, declaró que el agua era "segura para su consumo" porque no superaban los estándares federales; y en el caso de Pavillion, ha abandonado la investigación en junio de este año, dejándola en manos del propio Estado de Wyoming. La agencia, cuya labor es asegurar el cumplimiento de las leyes, no redactarlas, depende en gran medida del signo político de la Administración del momento y, a pesar de considerarse científicamente como válida, sus decisiones e informes son respetados pero a la vez cuestionados tanto por la industria y como por el movimiento ecologista. Actualmente, está realizando un importante estudio en profundidad sobre los efectos del *fracking* en el agua de consumo, pero no se prevé su publicación hasta bien entrado el 2014²⁹.

Fluido de fracturación

Como se ha visto, la composición de los fluidos de fracturación ha sido clave tanto para el desarrollo de la técnica, como para los efectos ambientales que tiene y la rentabilidad última del pozo. La composición del fluido y la presión a la que se inyecte, así como la profundidad del pozo, tienen relación directa con la peligrosidad del mismo para el medio ambiente y son objeto de debate en los Estados, responsables de su legislación. Actualmente, sólo en catorce de los veintinueve Estados en los que se explotan hidrocarburos no convencionales existe obligación de informar a la autoridad competente sobre la composición de los fluidos³⁰. No obstante, en todos ellos, las empresas se pueden acoger al secreto industrial para no hacerlo (en ocho de ellos sin necesidad siquiera de aportar justificación; tan sólo en Wyoming existe un proceso reglado para aceptar o denegar las solicitudes de secreto industrial). La razón que alegan para mantenerlo

²⁵ Ver *MOA Elimination of Diesel Fuel in Hydraulic Fracturing Fluids Injected into Underground Sources of Drinking Water During Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Wells*, EPA 2003

²⁶ Ver *Waxman, Markey, and DeGette Investigation Finds Continued Use of Diesel in Hydraulic Fracturing Fluids*, Letter to Lisa Jackson, EPA Administrator, enero 2011

²⁷ Ver www2.epa.gov/region8/pavillion

²⁸ Ver www.epa.gov/reg3hwmd/npl/PAN000306785.htm

²⁹ Ver avances del estudio en www2.epa.gov/hfstudy

³⁰ Ver, *State Hydraulic Fracturing Disclosure Rules and Enforcement: A Comparison*, Natural Resources Defense Council, julio 2012

secreto es que, haciendo pública la composición del fluido que es óptima en una determinada formación, dan ventaja a sus competidores locales.

Es por ello que la composición exacta de dichos fluidos es desconocida por la opinión pública, aunque la industria ha elaborado la iniciativa



*Fracfocus*¹¹, donde se publican voluntariamente ciertos datos de los productos que inyectan en miles de pozos. Generalmente, el fluido está compuesto por un 90% de agua; 9% *proppants* y alrededor de un 1% aditivos químicos. Estos últimos, pese a representar una centésima parte en volumen, son responsables de la efectividad última de la mezcla y de la posible peligrosidad del *slickwater* para el medio ambiente. Por otra parte, también se utilizan ácidos previa estimulación, para disolver posibles obstrucciones en la conducción y formación geológica.

Las características deseables del *slickwater* son fluidez, capacidad portante de arenas (*proppants*), inhibición de la corrosión, control biológico, control de precipitaciones de sólidos y fundamentalmente, coste reducido (debido a la gran cantidad de fluido necesaria por unidad de energía extraída). La fluidez de la mezcla (emulsión de arenas en agua y aditivos) se logra con demulsificadores (generalmente disulfatos), entrecruzadores (sales de Boro) y reductores de fricción (Poliacrilamida); la capacidad portante de la mezcla se aumenta con el uso de agentes espesantes (Guar gum) y surfactantes (Metanol). Se inhibe la corrosión al añadir Metanol y Bisulfato Amónico. El control biológico se logra con biocidas como los Glutaraldehídos, y el control de precipitaciones con estabilizadores de cal (Cloruro de Potasio) y agentes quelantes (Cloruro de Amonio). Además, para mejorar la efectividad de la emulsión, se añaden controladores del Ph (Ácido Acético) y disolventes (hidrocarburos aromáticos)³¹.

Como se ha apuntado, la cantidad de *slickwater* inyectada por pozo varía entre 4 y 30 millones de litros, siendo transportada, en general, en camiones cisterna y almacenada en balsas construidas *in-situ*. Tras la inyección, el fluido recuperado por la boca de la perforación, que según diversas fuentes como la EPA, *Fracfocus* o la *PennState University*³², puede variar entre el 10 y el 100% del volumen inicial,

³¹ Ver *Hydraulic Fracturing Overview*, Pennsylvania Department of State

³² Ver *Marcelus Center for Outreach & Research*, PennState University

puede contener, además, agua de formación, elementos radioactivos naturales (NORM), hidrocarburos y grandes concentraciones de sales. La mezcla, conocida como *flowback*, también se almacena en balsas ejecutadas *in-situ*.

A pesar de las exenciones que afectan a la industria de los hidrocarburos, el *flowback* debe ser gestionado como un residuo (no peligroso) antes de restituirlo al medio ambiente o almacenarlo. El tratamiento se realiza en el lugar de la extracción, en plantas de tratamiento de aguas pesadas y en plantas de tratamiento de agua potable convencionales, que según fuentes como el *Natural Resources Defense Council*³³ y la *Pittsburgh University*³⁴, son a menudo ineficaces para eliminar los productos contaminantes que contiene el residuo.

Los dos procedimientos habituales, y más económicos, son la inyección profunda en pozos destinados a tales efectos y la reutilización; ambas soluciones requieren tratamientos parciales de sólidos y diluciones. Otro uso, menos habitual, es la reutilización del *flowback* para riego de caminos no pavimentados, siempre que el *flowback* contenga pequeñas cantidades de sólidos en suspensión y metales. La reutilización del residuo para usos agrícolas, consumo humano o restitución a cauces exigiría un tratamiento intensivo muy costoso tanto por el consumo energético requerido como por la dispersión del residuo.

No obstante, aunque todos los aditivos usados y residuos generados por el *fracking* son comunes en las industrias agrícola, farmacéutica, minera, automovilística y muchas otras, ellas están sometidas a regulaciones más restrictivas de información, *praxis* y tratamiento posterior del residuo. La legislación actual referente a la gestión de aguas en la extracción de hidrocarburos no convencionales, tal vez excesivamente laxa, permite reducir el coste de extracción a los productores y podría implicar riesgos para la sociedad. Es probable que, transmitiendo parte de estos riesgos a los productores con la legislación adecuada para que internalicen los costes de su cobertura, el impacto ambiental de la extracción de hidrocarburos no convencionales no difiera del de cualquier actividad industrial. Queda como incógnita si, en ese caso, la rentabilidad de la explotación seguiría siendo suficiente para realizarla, con los precios actuales de los hidrocarburos.

Implicaciones ambientales

Aunque según la industria hay varios miles de pozos estimulados de forma segura con esta técnica, se han denunciado algunos casos bastante llamativos de contaminación de acuíferos y pozos de agua por los fluidos de fracturación y también por metano, que puede aparecer en grifos domésticos e incluso

³³ Ver *In Fracking's Wake: New Rules are Needed to Protect Our Health and Environment from Contaminated Wastewater*, NRCD, 2012

³⁴ Ver *WASTE: The Soft & Dirty Underbelly of Fracking*, Pittsburgh University, 2012

inflamarse³⁵. Las complicaciones pueden surgir por la deficiente cementación de los pozos, que es un problema conocido por la industria desde hace décadas (como *gas migration control*), y que también ocurre en la perforación convencional³⁶. Sin embargo, se ve magnificado por la gran cantidad de perforación que exigen los hidrocarburos no convencionales, las grandes presiones que requiere la estimulación hidráulica y el desarrollo explosivo y rápido que se está realizando, donde quizás no se están empleando las mejores prácticas disponibles³⁷. La técnica usual es, una vez se perfora el tramo vertical inicial que atraviesa el acuífero, entubar el pozo con una o varias capas de metal y cemento. La decisión de cuantas capas depende de la cuenca en particular y de las políticas de cada empresa, pero no está regulado, por lo que hay pozos, especialmente los más antiguos y superficiales, que ni siquiera se han cementado. Aún así, la cementación puede fallar, por poros o canales que se forman en el fraguado del cemento, por fracturas formadas durante la estimulación o por corrosiones a lo largo del tiempo. Diversos autores de la industria de la perforación³⁸ apuntan a tasas de fallo entre el 5% en pozos nuevos, y hasta 60% cuando van envejeciendo. Otra posible forma de migración del gas o de los fluidos hacia los acuíferos puede ocurrir a través de conexiones hidráulicas desconocidas o pozos antiguos existentes, especialmente, en zonas con historia en explotación, como Texas. Dado que se introduce grandes cantidades de fluido de fracturación y a grandes presiones, puede ocurrir que, accidentalmente, circule por "canales" o pozos no deseados, ya que, como se ha comentado, sólo se recupera una parte del fluido introducido.

Otra potencial vía de contaminación, en este caso de aguas superficiales es por las escorrentías de pluviales o por derrames. Como se ha explicado, las balsas que almacenan el fluido de fracturación y el retorno, se disponen a cielo abierto y con una capa de plástico como aislamiento. Si llueve en exceso, estas balsas pueden desbordarse y los fluidos que contienen verterse accidentalmente en terrenos vecinos o incluso en fuentes o corrientes de agua³⁹. Es un problema que tendría fácil solución si dichos fluidos se almacenaran en depósitos cerrados de doble capa, como es habitual en los procesos industriales.

³⁵ Ver gaslandthemovie.com

³⁶ Ver *Getting to the root of Gas Migration*, Art Bonett and Demos Pafitis, Oilfield Review, 1996

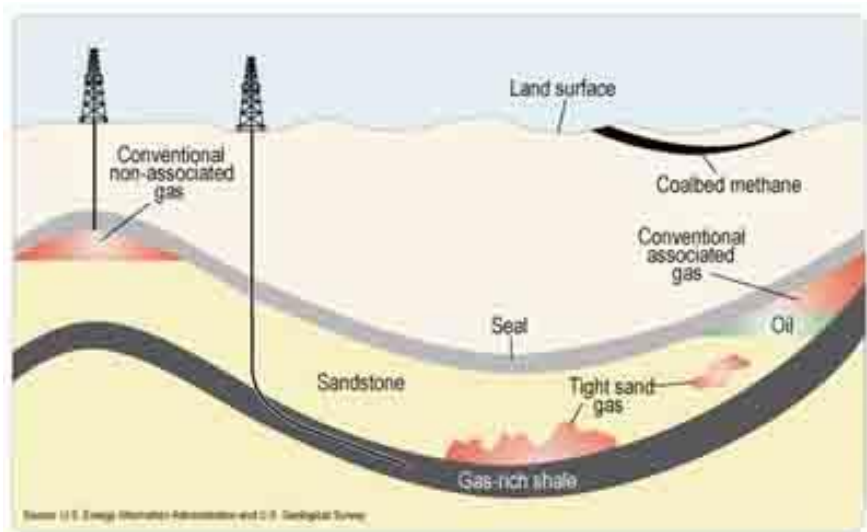
Ver *Predicting potential gas-flow rates to help determine the best cementing practices*, Ron Crook and James Heathman, Halliburton Energy Services Inc, 1998

³⁷ Ver *Fluid Migration Mechanisms Due To Faulty Well Design And/Or Construction: An Overview And Recent Experiences In The Pennsylvania Marcellus Play*, Anthony R. Ingraffea, 2012

³⁸ Ver *From Mud to Cement - Building Gas Wells*, C. Brufatto y otros, Oilfield Review, 2003

³⁹ Ver *Could Shale Gas Power the World?*, Bryan Walsh, Time, 2011

Un impacto que también está teniendo un importante debate es el de la sismicidad inducida por la técnica. En ciertas zonas donde se está realizando *fracking* se ha percibido un aumento significativo del



número de terremotos, de baja y media intensidad. Esto ha provocado incluso las moratorias de Arkansas y Reino Unido. Esta sismicidad tampoco es nueva en la industria y es un problema asociado a la introducción de fluidos a presión en el subsuelo, tanto para estimulación, como para su vertido en capas profundas. Se han producido también casos en explotación tradicional, destacando el desastre de Baldwin Hills (Los Ángeles), en el año 1963, donde la estimulación de los pozos petrolíferos de la zona indujo que una falla se desplazara, rompiendo la presa de una reserva de agua que había en la superficie. El torrente inundó un barrio cercano y fallecieron cinco personas⁴⁰. Los terremotos vienen inducidos por este mismo fenómeno, que se denomina 'activación de falla'. La introducción de fluidos a presión puede hacer que las fallas se desplacen tras repartir las tensiones creadas en el terreno, además, el *slickwater* puede 'lubricar' o reducir el rozamiento entre fallas y facilitar su desplazamiento. Esto origina pequeños seísmos que pueden tener especial impacto en zonas urbanas.

Por último, añadir que varios investigadores de la Universidad de Cornell⁴¹ han elaborado un estudio que ha sido ampliamente debatido, donde afirman que el impacto sobre el calentamiento global de la explotación del gas no convencional puede ser mayor que el del carbón, teniendo en cuenta toda la huella ecológica. Las liberación y las fugas involuntarias de metano (que tiene mayor *Global Warming Potential* GWP que el CO₂), sumadas al desarrollo industrial de la técnica (por ejemplo, el enorme trasiego de camiones desplazando los fluidos) hacen que, al menos, exista consenso en que las emisiones son mayores que la explotación tradicional de gas; aunque no existe acuerdo sobre la magnitud en que contribuye.

⁴⁰ Ver *Ground Rupture in the Baldwin Hills; Injection of fluids into the ground for oil recovery and waste disposal triggers surface faulting*, Douglas H. Hamilton and Richard L. Meehan, Science, 1971

⁴¹ Ver *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations*, Robert W. Howarth, Renee Santoro and Anthony Ingraffea, 2011

Implicaciones sobre la dependencia energética exterior

El interés de los diferentes gobiernos por los combustibles fósiles no convencionales es evidente dadas las estimaciones del recurso existente; siempre con la precaución del rendimiento real de los pozos, que, como se ha comentado, es muy incierto. Tanto es así que, la Agencia Internacional de la Energía lo ha denominado como la 'edad de oro del gas', y estimó en 2011 que los



recursos recuperables de gas natural son suficientes para mantener la producción actual durante 250 años⁴². Además de ello, el reparto geográfico de los recursos hace que ciertos países, especialmente Estados Unidos, reduzcan su dependencia exterior e incluso se puedan convertir en nuevos exportadores, con las profundas implicaciones geopolíticas que eso conlleva⁴³. Por ello hay un cierto debate sobre permitir o no las exportaciones de gas en grandes cantidades desde EEUU. Por un lado, la industria intensiva en el consumo de gas desea mantener los precios bajos, mientras que los operadores desean aprovechar el diferencial de precios con Europa y sobre todo Asia, para aprovechar las ganancias del arbitraje. A finales de agosto, sólo dos compañías (*Sabine Pass Liquefaction* y *Freeport LNG Expansion*) tenían licencia para exportar (a países no FTA-Free Trade Agreement, la gran mayoría), siendo una de las compradoras la española Gas Natural Fenosa, aunque hay muchas más peticiones en revisión. Las primeras exportaciones (en forma de GNL) tendrán que esperar al menos un par de años, hasta que se finalicen las primeras plantas de licuefacción, que suponen inversiones millonarias y que son el contrapunto histórico a las casi recién terminadas plantas de regasificación, cuyos costes quedarían hundidos (*stranded*) y su amortización se prevé difícil a medio plazo. Estas terminales, ahora sin operación, se decidieron años atrás cuando las perspectivas eran de fuerte escasez de gas natural, lo que demuestra la dificultad de hacer previsiones a largo plazo en el sector energético.

La mayor disponibilidad de gas natural tiene además implicaciones en la generación de energía eléctrica, ya que se observa cómo ha aumentado el porcentaje de producción con gas frente al carbón, a la vez que se cuestionan los objetivos de

⁴² Ver *World Energy Outlook 2011*, IEA

⁴³ Ver *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, EIA, junio 2013

generación renovable (RPS - *Renewable Portfolio Standards*), que tenían una fuerte justificación en el país por la reducción de la dependencia energética, ahora no tan acuciante.

Implicaciones en el desarrollo económico regional

En el entorno económico regional, también está teniendo una creciente relevancia. Por un lado, las cautelas que levanta por los riesgos e impactos que se han comentado, y que todavía no se conocen claramente. Pero sobre todo, por el gran desarrollo económico que está generando en zonas tradicionalmente rurales. Destaca el caso de North Dakota, que se ha convertido en el segundo productor de petróleo tras Texas (era octavo hace 5 años), por la explotación de *Shale Oil* en la cuenca de Bakken, en el oeste del Estado. Gracias a ello, el Estado tiene la tasa de desempleo más baja del país, aunque hay que tener en cuenta que su población no llega ni al millón de habitantes. Este desarrollo explosivo se ha comparado con la 'fiebre del oro', ya que muchas personas de todo el país se están desplazando al Estado atraídas por los grandes salarios que se ofrecen, lo que ha provocado una enorme inflación en la zona por la falta de infraestructuras básicas como hoteles, viviendas o restaurantes⁴⁴. Son llamativos los cientos de casos de trabajadores del sector que viven en campos prefabricados (*men camps*) o en auto-caravanas en los aparcamientos de los centros comerciales, como se muestra en algún reportaje de la CNN⁴⁵.

Sobre la cuantificación del *fracking* al desarrollo económico, según un reciente artículo de *Oxford Energy Forum*⁴⁶, no hay un consenso claro, aunque se han realizado varios informes que podrían reflejar en cierta medida el interés del financiador del estudio, lo que obliga a valorar los resultados con las oportunas cautelas. IHS Global Insight cifró la contribución al PIB en 2010 en 76,9 millardos de dólares, y la aportación al empleo en 600,000 nuevos trabajos.

Explotación en Europa y España

La situación en Europa es muy distinta, tanto la *Directorate-General for the Environment* como el *Institute for Energy and Transport* de la Comisión Europea han publicado sendos estudios en los que identifican: los riesgos para el medio ambiente y la sociedad, los vacíos que la legislación comunitaria actual presenta y el impacto en el mercado energético que tendría su explotación. Actualmente, la Comisión Europea desarrolla la iniciativa "*Environmental assessment framework to*

⁴⁴ Ver *In North Dakota, The Dreams And Dark Side Of Shale Gas "Black Gold Rush"*, Philippe Bernard, 2013

⁴⁵ Ver *Six-figure salaries, but homeless*, Blake Ellis, CNN Money, 2011

⁴⁶ Ver *Benefits of Hydraulic Fracking*, Kevin Hassett, Apama Mathur, Oxford Energy Forum, 2013

enable a safe and secure unconventional hydrocarbon extraction", en la que estudia a fondo las implicaciones de la fracturación hidráulica y la necesidad de modificaciones en la legislación actual para asegurar una *praxis* adecuada. Se espera que se publique el informe final durante 2013 y que este sirva de guía para definir directivas, en caso de ser pertinentes, relativas a la exploración, extracción y evaluación de impacto ambiental. A falta de un desarrollo legislativo común y debido a la presión social, los diferentes Estados miembros han tomado la iniciativa: Francia, Luxemburgo, Holanda, República Checa y Bulgaria han establecido vetos o moratorias hasta que se evalúe el impacto de las explotaciones. En otros países, si bien el gobierno central permite la fractura hidráulica, se han dado casos de vetos regionales (región de Westfalia en Alemania o Cantabria en España).

También, como consecuencia de la falta de legislación comunitaria, la normativa fiscal para gravar la actividad exploratoria y extractora en los estados es muy dispar: países con cierta tradición en el sector convencional de hidrocarburos como Reino Unido, Ucrania y Dinamarca, disponen de un desarrollo legislativo adecuado, sin embargo, países como Polonia o España no cuentan con mecanismos recaudatorios específicos. Está por ver cómo evoluciona el debate político y si la regulación, más o menos estricta, hace posible la explotación de estos hidrocarburos en el continente europeo.

En el caso de España, los recursos del subsuelo son de dominio público y es competencia del Estado y las Autonomías conceder derechos de investigación y explotación. Estos derechos se conceden mediante ofertas en competencia; es decir, si una compañía con la suficiente solvencia técnica y económica desea investigar o explotar una zona geográfica, se publica su intención en el BOE y se establecen dos meses para que otros actores concurren en el concurso. La adjudicación se otorga en base a la cuantía de las inversiones, rapidez de ejecución del programa de inversión y la prima ofrecida por encima del valor del canon de superficie que se establece en la Disposición adicional primera de Ley de Hidrocarburos. Dicho canon, único pago recibido por la Administración por la cesión de los recursos, no depende de la cantidad del recurso extraído, sino de la superficie investigada, y se sitúa en valores muy inferiores a los recibidos por los propietarios del recurso en Estados Unidos⁴⁷. En este sentido, el pasado 26 de febrero de 2013, el Congreso de los Diputados aprobó una resolución que insta al Gobierno a: *'Estudiar, en relación con la exploración de petróleo y otros hidrocarburos en territorio nacional, las modificaciones tributarias necesarias para gravar la actividad de extracción de crudo...'*⁴⁸. Esta propuesta está motivada tanto por recientes permisos otorgados en las Islas Canarias como por las previsiones de reservas de hidrocarburos no convencionales en el territorio nacional.

⁴⁷ Ver LEY 34/1998, de 7 de octubre, de Sector de Hidrocarburos, Disposición adicional primera

⁴⁸ Ver Resoluciones aprobadas por el Congreso de los Diputados en su sesión del día 26 de febrero de 2013 con motivo del Debate de Política General en Torno al Estado de la Nación

En cualquier caso, hay que tener cierta cautela con las cifras de los recursos existentes, ya que un reciente informe de la *US Energy Information Administration* ha rebajado las reservas técnicamente recuperables en España a 226bcm⁴³, mientras que la industria española afirmaba, meses antes, valores alrededor de los 2.000bcm⁴⁹.

Conclusiones

En resumen, como se ha visto en el artículo, los hidrocarburos no convencionales no son algo distinto a los tradicionales, y su explotación se ha hecho posible gracias a una combinación de factores que se han dado en Estados Unidos, entre los que destaca la investigación y un entorno regulatorio favorable. El potencial como fuente energética parece muy elevado aunque existe gran incertidumbre en su cuantificación por la complejidad de la fracturación en la roca. Los riesgos ambientales existen, tanto locales por contaminación de aguas y sismicidad, como globales por el aumento de los gases de efecto invernadero; pero pueden ser mitigados o reducidos hasta niveles similares a los de cualquier otra actividad industrial con la regulación adecuada, que todavía no parece haberse definido.

La sociedad se encuentra de nuevo ante una encrucijada entre el desarrollo económico a corto plazo y unos efectos y costes que se observarán a largo plazo. Para tomar la decisión, es necesario, sin duda, disponer de información completa y verídica que permita estimar riesgos y cuantificar externalidades. La primera tarea de los reguladores debería ser, por tanto, conocer la realidad de la técnica del *fracking*, sus ventajas e inconvenientes, y cuantificar el beneficio global que tendría sobre la sociedad, para que ella decida. Estos hidrocarburos llevan miles de años en el subsuelo, y su explotación no es una oportunidad que pueda desaparecer, sino todo lo contrario, el paso del tiempo sólo puede mejorar la técnica, abaratar costes y cuantificar los riesgos, en base a una mayor experiencia internacional. Parece, por tanto, aconsejable, no adoptar posiciones en uno u otro sentido, regulando o explotando con premura, sin conocer todos los detalles y con falta de rigor, ya que este tipo de decisiones tienen amplias repercusiones en la sociedad y en las generaciones futuras. Con la correcta asignación de costes, será el propio mercado el que decida cuán

⁴⁹ Ver *Evaluación Preliminar de los Recursos Prospectivos de Hidrocarburos Convencionales y no Convencionales en España*, ACIEP, marzo 2013