



Foto: gentileza de Apache

Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”

Por Eduardo Barrerero y Guisela Masarik

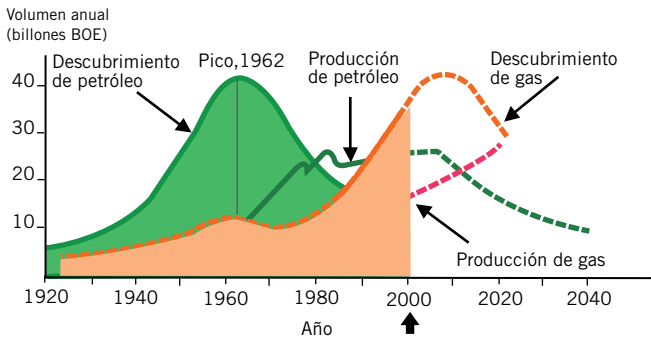
Ante la madurez de los yacimientos de hidrocarburos convencionales, las miradas apuntan a otro tipo de soluciones y se percibe un renovado interés por el crudo y gas no convencionales, que podrían aumentar las reservas por varias décadas más

La matriz energética mundial se basa fundamentalmente en el uso de combustibles fósiles, pero éstos tienen los días contados, afirma la teoría del *peak oil*. El número de descubrimientos de nuevos yacimientos “convencionales” de petróleo y gas ha declinado en las últimas décadas. Y si bien es verdad que la exploración de frontera, especialmente en aguas profundas y pozos profundos, así como en regiones remotas ahora habilitadas para su exploración, agrega nuevas reservas y horizontes, el índice de reemplazo de reservas a nivel mundial representa un motivo de preocupación permanente.

Es que con una oferta de hidrocarburos que disminuye mientras la demanda crece, basada en yacimientos maduros y con costos altos para la exploración en zonas marginales y de frontera, difícilmente podremos arrancar el auto dentro de 10 años si este funciona con nafta. O de 15, si usa GNC.

La eficiencia energética no está instalada aún en nuestra sociedad, y las energías renovables escalan posiciones, pero todavía no alcanzan porcentajes significativos en la matriz. Para complicar el panorama, los recientes sucesos nucleares

Estimación del consumo mundial de petróleo



Fuente: US DOE EIA-International Energy Outlook, 1999

de Japón traen este tipo de energía al debate, mientras los conflictos políticos actuales en países de Medio Oriente facilitan que el barril se mantenga en los US\$110 para los crudos trazadores de precios de referencia.

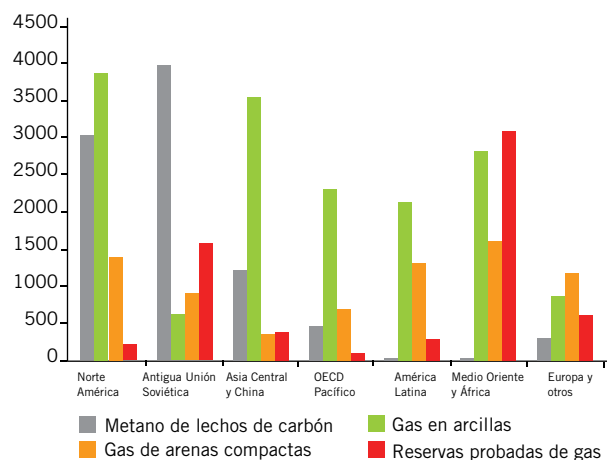
Esos factores políticos, sumados a la aparición de tecnologías que hacen posible su explotación, favorecen que los reservorios de hidrocarburos no convencionales cobren interés y se conviertan en el foco de la estrategia de muchos países y compañías operadoras. En realidad, los reservorios no convencionales se explotan en forma comercial desde hace un par de décadas en varias cuencas del mundo, pero en los últimos meses han suscitado un renovado interés.

Una esperanza, o una realidad

El Departamento de Estado de la Energía de los Estados Unidos (DOE por sus siglas en inglés) acaba de llamarlo "fenómeno global", al publicar un importante reporte. Básicamente, esa administración desarrolló un exhaustivo relevamiento sobre el potencial de reservas no convencionales de gas técnicamente recuperables en 32 países [1]. Y le da como resultado unos 5760 Tcf (trillones de pie cúbicos o trillion cubic feet) de recursos, principalmente asociados a hidrocarburos en esquistos o *shale*; el estudio pone de relieve que esta cifra incrementaría en un 40% el total de reservas de gas mundial, que actualmente está en los 22.000 Tcf.

Reservas probadas de gas

Distribución mundial de los recursos de gas no convencionales



Fuente: National Petroleum Council (US) Proved Gas reserves BP

Al mismo tiempo, la revista Time expone, en su tapa del 11 de abril, una fotografía de un esquisto y se pregunta si con él se podrá suministrar energía al mundo; el gurú energético y ganador de un Pulitzer, Daniel Yergin, escribió este mes desde el Wall Street Journal sobre la "masiva promesa" del *shale gas* [2]; y el presidente estadounidense, Barack Obama, dijo hace días, durante una conferencia en la Universidad de Georgetown, que "recientes innovaciones nos dan la oportunidad de acceder a nuevas reservas, quizás a un siglo de reservas, en los esquistos bajo nuestros pies". Citaba su propio programa, el Blue print for a Secure Energy [3].

Y esta vez el actor principal es el *shale gas*. Pero también el *tight gas*, el *shale oil*, el coal bed methane y el petróleo pesado o *heavy oil*, entre otras, son recursos reales que se convierten en opciones hoy atractivas para las compañías petroleras y los países necesitados de energía para su actividad y crecimiento industrial.

La Argentina no se queda afuera y hace tiempo que ha dado los primeros pasos en el tema de investigación y producción de recursos no convencionales (esencialmente *tight gas*); a finales de 2010 el Gobierno central hacía el anuncio de gigantescos hallazgos de *shale gas* en la Cuenca Neuquina.

Los expertos, sin embargo, son prudentes, como quedó de manifiesto por ejemplo durante el Congreso de *Tight Gas* organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas en Neuquén, en 2008, y el Congreso de Producción del Bicentenario en Salta, Mayo de 2010: para su desarrollo no sólo se necesita la existencia del reservorio, sino también de una serie de ítems igualmente esenciales: un marco legal específico, de una red de transporte existente con capacidad de transporte, de una política de precios retributivos de las altas inversiones necesarias y una serie de tecnologías que permitan bajar los costos y producir con bajo impacto ambiental.

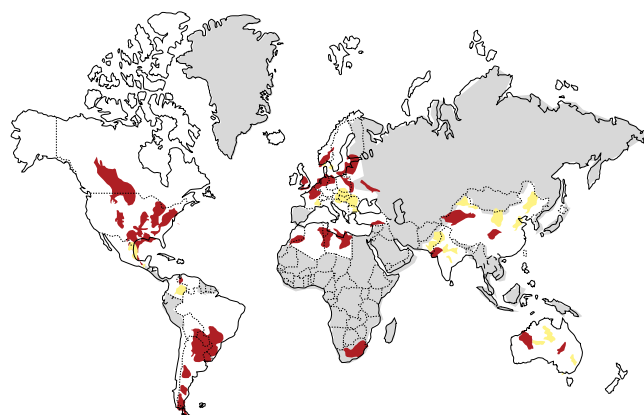
En definitiva, un conjunto de condiciones que permita a las compañías operadoras interesadas en el desafío de explorar y producir recursos no convencionales, asumir el riesgo que la actividad y las grandes inversiones asociadas a su desarrollo y extracción impliquen, contando con un panorama de predictibilidad a largo plazo.

Los reservorios no convencionales y los recursos no convencionales de hidrocarburos

Hablando con franqueza, históricamente los reservorios no convencionales no han sido muy populares entre los geólogos e ingenieros. Para los primeros, las técnicas como mapeo regional de facies y estratigrafía secuencial, útiles para hallar y delinear los reservorios convencionales, suelen ser insuficientes para este tipo de reservorios; es necesario invertir en nuevas tecnologías como la HRAM (High Resolution Aeromagnetics) y la sísmica 3D multiazimutal. Para los segundos, porque son difíciles de evaluar y las técnicas de recuperación deben ser elegidas cuidadosamente para evitar problemas en la producción, como perfilajes de pozos de todo tipo, fracturas masivas y multifracturas, pozos horizontales y multilaterales.

Sin embargo, las nuevas tecnologías desarrolladas en los últimos años hacen que esta opción sea cada vez más eco-

Mapa de las 48 grandes cuencas de arcilla en 32 países



- Cuencas relevadas con estimación de recursos
- Cuencas relevadas sin estimación de recursos
- Países dentro del alcance del informe
- Países fuera del alcance del informe

Fuente: EIA – International Energy Statistics, March 2011-04-20

nómica y factible. Las definiciones coinciden: se trata de hidrocarburos convencionales, sólo que están en reservorios diferentes, de muy baja permeabilidad, de manera que es imprescindible fracturar para que haya flujo hacia el pozo. A diferencia de los reservorios convencionales, que pueden producir hidrocarburos con caudales económicos sin necesidad de tratamientos de estimulación o fractura, éstos no pueden producir caudales económicos de gas o petróleo sin la ayuda de tratamientos de estimulación de gran escala o tecnologías y procesos especiales de recuperación.

En todos estos casos, un papel fundamental lo representa y representará la tecnología, cuya mejora continua permite el desarrollo de estos recursos en forma más económica.

Dentro de los reservorios no convencionales de gas y petróleo se incluyen típicamente: el *shale gas*, encerrado en lutitas o esquistos; el gas de *tight sands* o gas almacenado en arenas compactas y de muy baja permeabilidad, ambos con un grado de desarrollo importante en otros países; coal bed methane, *shale oil*, *tar sands* o arenas bituminosas que contienen petróleo pesado o *heavy oil*. También se incluyen dentro de los hidrocarburos no convencionales, las acumulaciones de petróleo extrapesado o *heavy oil* que, debido a su alta viscosidad y densidad, no fluye en condiciones normales de reservorio y su explotación necesita de técnicas y tecnologías especiales. Tenemos un ejemplo importante en nuestro país: el crudo de Llanquanelo, en Mendoza.

Adicionalmente, los hidratos de gas o gas hydrates, combinación de gas natural (principalmente gas metano de origen biogénico producido a partir de la descomposición de materia orgánica) y agua, cuya existencia ocurre a muy bajas temperaturas y altas presiones (aguas profundas y regiones polares), y también representan recursos de gas natural muy grandes a nivel mundial, aunque todavía no hay tecnologías seguras para explotarlos.

Shale gas

El uso de perforación horizontal y fracturación hidráulica permitió la producción de grandes volúmenes de este gas, que anteriormente no era económico de producir.

Los reservorios de *shale gas* se pueden describir como gas natural que se encuentra alojado en depósitos de esquistos. Los esquistos son rocas sedimentarias de grano fino que se encuentra por todo el mundo en cuencas sedimentarias. Se forman a partir de la deposición de sedimentos orgánicos y posterior compactación con partículas muy pequeñas de sedimentos, limo y arcilla, integrados por minerales como illita, caolinita y esmectita, cuarzo y feldespato. Las lutitas de color negro son las que contienen mayor porcentaje de materia orgánica y pueden contener gas o petróleo.

Las lutitas que almacenan mayores volúmenes de gas se caracterizan por un alto contenido en materia orgánica (0,5 hasta más de 12%) y se constituyen en roca madre de petróleo maduras que se encuentran ya en la ventana de generación de gas. Su estructura se caracteriza por una laminación muy fina. Sus poros son muy pequeños y su permeabilidad muy baja, por lo que los fluidos (agua, gas y petróleo) no se mueven con facilidad dentro de la roca.

El gas se encuentra almacenado dentro de las lutitas, en fracturas naturales que desarrollan, dentro del sistema microporoso, o bien adsorbido en la materia orgánica. Es fundamentalmente ya que por esta razón los *shale gas* constituyen uno de los denominados reservorios no convencionales; la producción de gas en volúmenes comerciales requiere de tecnologías modernas y tratamientos de estimulación que incrementen su permeabilidad.

Su producción se vincula y basa esencialmente en técnicas de estimulación masiva (fractura hidráulica con grandes caudales de agua) sobre punzados múltiples, que crean una extensa red de fracturas en cercanías de los pozos productores, lo que permite mayores flujos de gas hacia ellos. La perforación horizontal es la estrategia más utilizada en estos reservorios, con longitudes de tramo horizontal de hasta 3 km navegando en el intervalo de la formación de interés, de modo de incrementar la superficie de formación contactada por el pozo. También aquí el avance tecnológico fue

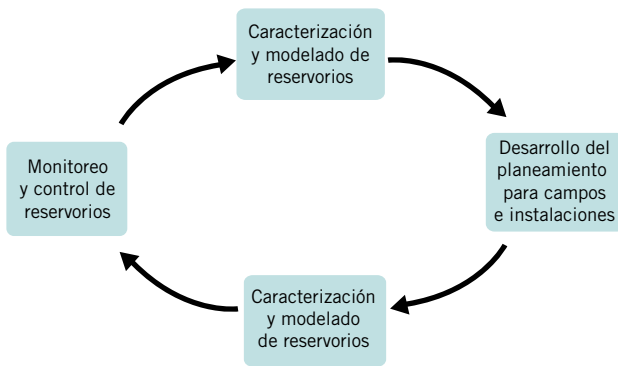
Cuencas con potencial de shale gas



Fuente: Cuencas con potencial de shale gas - Advanced Resources International

Gerenciamiento de reservorios

La optimización del comportamiento de campos petrolíferos y gasíferos es un proceso continuo.



Fuente: SPE/Holditch 2002

crucial al momento de obtener éxito en las perforaciones: dada la heterogeneidad o anisotropía lateral y vertical de las formaciones, la posibilidad de contar con técnicas de última generación y monitoreo en tiempo real que permiten la rápida interpretación, integración y ajuste de los planes significó un paso adelante para maximizar resultados y reducir riesgos.

Muchos de los ejemplos mundiales de este tipo de recursos se encuentran en los Estados Unidos, que han sido pioneros en la investigación y en la aplicación de la estrategia necesaria para su desarrollo. Hace más de 20 años que vienen estudiando y desarrollando esta tecnología.

Algunos nombres de cuencas conocidas son la Barnett Shale (Texas), la Marcellus Shale (Pennsylvania, donde ya se perforaron más de 3000 pozos y produce alrededor de 5,4 BCF/d) y Utica Shale (en el este de los Estados Unidos); la Haynesville Shale (produce 5,6 BCF/d) en Louisiana, Niobrara Shale (Colorado), Bakken Shale (Dakota del Norte) y la Eagle Ford Shale (Texas), todos en los Estados Unidos.

Las lecciones aprendidas en la búsqueda y desarrollo de los plays de *shale gas* en los Estados Unidos pueden ayudar en la búsqueda actual del mismo tipo de yacimientos en todo el mundo, y hacerla más eficiente.

Debido a las características de baja permeabilidad de estos reservorios, el análisis y diseño de la terminación y estimulación de los pozos constituyen un capítulo muy importante. Las propiedades de las rocas y la distribución de las fracturas naturales dentro de los reservorios de *shale gas* tienen gran implicancia en su estimulación y recuperación, y ha de ubicarse su dirección para interceptarlas con los pozos horizontales.

Se necesitan fluidos especiales que ayudan al diseño y longitud de la red de fracturas, aditivos especiales y enormes volúmenes de agua (100,000 barriles en un único intervalo, o unos 19 millones de litros se utilizan en una fractura normal –hydrofracked– en el yacimiento Marcellus) se bombean a la formación desde pozos horizontales que alcanzan la milla (1,6 km); pero las tecnologías modernas permiten reutilizar el fluido de fractura varias veces disminuyendo los costos y el impacto ambiental.

Simulaciones y fluidos especiales de fractura son necesarios ya que las arcillas o lutitas no tienen un comportamiento convencional ante la estimulación, sino que generan una red compleja de fracturas paralelas a las naturales de difícil predicción con metodologías convencionales.

El actual relevamiento del DOE incluye alrededor de 48 cuencas en los 32 países estudiados y recuenta unas 70

formaciones de *shale gas*. Establece que, al 1° de enero de 2010, había en el mundo reservas probadas de gas natural de 6,609 tcf, y reservas probables y posibles de 16,000 tcf. Sumadas, darían 22,609 tcf, lo que significa un 40% más que las reservas actuales.

Sin embargo, los recursos “técnicamente recuperables” no son reservas probadas, ya que no se tienen en cuenta las consideraciones comerciales; incluso se trata de recursos que podrían estar en acumulaciones tan profundas o pequeñas que el gas no puede ser extraído con la tecnología actual.

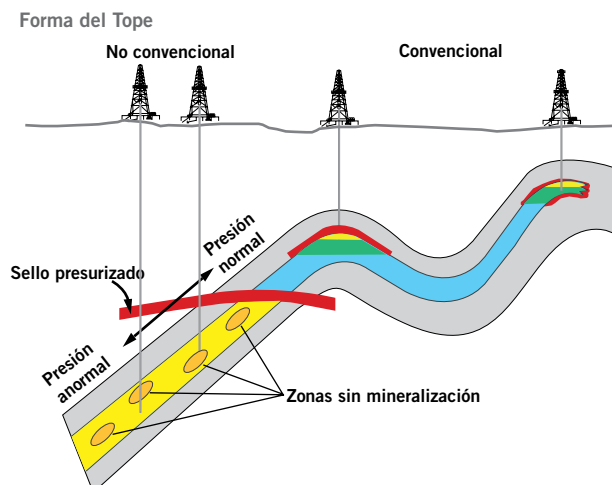
En ese sentido, la Agencia reconoce que con mayores precisiones la cifra irá ajustándose. Pero es claro su interés en señalar al sector no convencional como un refugio. De hecho, para llegar a cifras más ciertas entre otras cosas, el Departamento de Estado de la Energía de los Estados Unidos apunta desde hace exactamente un año a “ayudar a los países a utilizar sus recursos de gas natural no convencional para identificarlos y desarrollarlos de manera segura y económica”, convencidos de que hacia 2030, el *shale gas* representará el 14% del suministro total de gas en el mundo.

De ahí que Obama haya asegurado en Georgetown que quedan hidrocarburos para un siglo más. De cumplirse estas estimaciones, la región norteamericana encabezaría las existencias con 108,7 Tcm; China y el resto de Asia le seguiría con 100; Australia y la zona de Asia-Pacífico con 74,3 Tcm. El norte de África y Medio Oriente tienen 72,1 Tcm y la Argentina y el Brasil encabezan la región latinoamericana, con ciertas zonas de Chile, Perú y Colombia.

Por lo demás, el informe de la IEA divide a los países estudiados en dos grupos según si poseen o no recursos: el primer grupo posee algún tipo de producción e infraestructuras, pero es dependiente de las importaciones de gas natural (Chile, Francia, Sudáfrica, Marruecos, Polonia o Turquía). El segundo incluye países con recursos superiores a los 200 tcf; allí figura la Argentina, junto con el Brasil, Canadá, China, México, Australia, Libia y Argelia. Y los analistas se preguntan si será fácil exportar la tecnología adecuada a países donde aún no la tienen.

Resquemores frente a los *shale gas*

Europa presenta estimaciones de más de 500 TCF. Polonia representa el blanco de las compañías petroleras ante este play concept, con casi 90 concesiones aprobadas, seguida de Alemania. Podría ser una solución a una matriz basada en su 80% en importaciones y que se debate acerca de su futuro nuclear, en la era post-Fukushima.



Fuente: AAPG Memoir 67

Triángulo de recursos



Fuente: SPE/Holditch 2002

Sin embargo, Europa es líder en su preocupación por el medio ambiente y resalta algunas desventajas del *shale gas*, que surgen de la experiencia norteamericana. Entre ellas el considerable uso de agua para la fractura –el agua es un bien tan escaso como la energía– o la posibilidad de que los químicos que se utilizan contaminen los acuíferos o acabe saliendo gas por el grifo, como sucedió a unos vecinos de Pennsylvania, caso muy puntual, pero ampliamente difundido en el documental *Gasland*, del cineasta estadounidense Josh Fox.

Desde mediados de abril el gobierno francés ha elevado tres proyectos de ley para prohibir la extracción de gas en este tipo de reservorios no convencionales en el país, citando su miedo a que se arriesgara la calidad del agua. Polonia, en cambio, ávida de independizarse de las importaciones rusas, ha declarado prioritaria la extracción de gas de los *shale gas*.

Tight gas

De suma importancia para la economía estadounidense y en otros puntos del mundo, este el gas existente en arenas de baja permeabilidad (inferior a 0,1 mD) suele estar en rocas antiguas, de buen espesor, que han perdido permeabilidad por la compactación, cementación, recristalización y cambios químicos durante el tiempo transcurrido. Para ser económicamente rentable necesita tratamientos de estimulación masivos. La roca madre se halla por lo general cercana al reservorio. Los granos son finos, lo cual imprime una muy pobre permeabilidad, con los poros rellenos de carbonatos o cementos silicatos precipitados del agua del reservorio.

Encierran altos volúmenes de gas natural y suelen experimentar una tasa de declinación alta durante su producción inicial, aunque luego se estabiliza. Constituyen un desafío a las técnicas de exploración, perforación, terminación y producción. Para encontrarlo, se tiene en cuenta la historia geológica de la cuenca, los tipos de querógeno y los reservorios de baja permeabilidad con manifestaciones de gas, o con anomalías de presión.

Es rentable, aunque requiere de grandes esfuerzos tecnológicos adicionales para su localización y producción: pozos horizontales, alto número de pozos, fracturas, etcétera.

Oil shale

Se trata de una roca sedimentaria rica en materia orgánica, es decir, que contiene cantidades significativas de material orgánico bituminoso sólido, querógeno, que al

ser calentado, liberado por el proceso químico de pirolisis es petróleo.

Hasta un tercio de la roca pueden ser querógenos sólidos. La roca debe ser calentada o tratada con solventes para liberar hidrocarburos gaseosos o líquidos. Su extracción se hace con métodos de minería para obtener el petróleo aunque este es un proceso más complejo y menos eficiente que la perforación de pozos dedicados al petróleo. Su origen es similar al del petróleo, o sea, a partir de sedimentos finos y detritos orgánicos (distintos tipos de algas marinas y lacustres, restos de plantas) depositados en diferentes tipos de ambientes sedimentarios (cuencas marinas, lagos, pantanos), y luego sometidos en tiempos geológicos a presión y temperatura, aunque no lo suficiente como para generar hidrocarburos líquidos.

Produce emisiones y cenizas que pueden traer consecuencias al medio ambiente, por lo cual la explotación debe ser controlada.

Descubiertos en tiempos históricos y en extracción desde principios de siglo pasado, se han encontrado este tipo de yacimientos de distintas edades geológicas en diferentes lugares del mundo; su ejemplo más importante es la Formación Green River, en los Estados Unidos, que cubre varios Estados (Colorado, Utah y Wyoming) y contiene reservas muy grandes de petróleo, estimadas en unos 800 billones de barriles recuperables. También Australia, Suecia, el Brasil, China y Estonia tienen reservas declaradas en yacimientos de este tipo. China, el Brasil y Estonia lo explotan de manera comercial.

Petróleo pesado o heavy oil

El petróleo pesado, el extra pesado y los bitúmenes son recursos no convencionales caracterizados por una alta viscosidad y alta densidad que les impide fluir a temperatura ambiente. Dentro de la definición de petróleos pesados, se incluyen todos los crudos con una gravedad API (American Petroleum Institute) menor a 20 grados API; los petróleos extrapesados tienen una gravedad menor a 10 API. La USGS (US Geological Survey) define como convencionales a aquellos con una gravedad API de al menos 22 y una viscosidad menor a 100 cP (centipoises).

Suelen hallarse en depósitos no muy profundos. Su generación es igual que la del petróleo convencional, pero la presencia de sellos pobres o directamente, la falta de estos determinó su degradación. En general, han migrado a zonas más someras o superficiales donde fueron degradados por bacterias y/o por meteorización, los hidrocarburos más livianos escaparon y dejar los componentes más pesados. Son deficientes en hidrógeno y poseen contenido alto en carbón, azufre y metales pesados.

En muchos casos, las formaciones en los que están almacenados (arenas, carbonatos) tienen excelentes propiedades como rocas reservorio: altas porosidades (en ocasiones de hasta 40-45%, carbonatos) y permeabilidades, y grandes espesores de roca porosa-permeable. En este caso, lo que los convierte en no convencionales es su alta viscosidad y el asociado proceso adicional, de alta inversión, (upgrading) para volverlos adecuados para su producción y tratamiento en una refinería normal.

Presentes en diferentes cuencas petroleras del mundo, ejemplos mundiales lo representan la faja del Orinoco,

Venezuela, con reservas declaradas similares a las de Arabia Saudita en petróleo convencional; también varios países árabes de Medio Oriente (Kuwait, Arabia Saudita), en los cuales el petróleo pesado se encuentra almacenado en carbonatos a escasa profundidad (entre 200 y 1000m); los Estados Unidos y el Canadá. Y Llançanelo en nuestro país.

Datos de DOE proyectan para 2030 una producción de petróleo pesado y bituminoso de 6 millones de barriles diarios. Su precio de venta es menor al del petróleo convencional por las dificultades en procesarlo e infraestructura para transportarlo (por ductos o camiones) y porque no todas las refinerías son capaces de tratarlo. Y sobre todo, porque producirlo requiere de un alto consumo de energía.

Shale oil

Es el crudo producido de las formaciones de baja permeabilidad como en Niobrara Shale, Colorado. A través de tratamientos como pirólisis, hidrogenación o disolución térmica, la materia orgánica dentro de la roca (querógeno) es convertida en sintético. El petróleo resultante puede ser utilizado inmediatamente como fuel, o, tras ser refinado, ser usado para los mismos propósitos que los derivados del crudo convencional.

Coal bed methane

Se trata de metano adsorbido sobre carbón. El metano es el principal componente del gas y, una vez más, se le da un uso convencional, pero es la producción la parte no convencional. Se genera por un proceso biológico (acción de microbios) o térmico (al aumentar por enterramiento la temperatura de los sedimentos que terminaron en carbón).

A veces el carbón está saturado de agua, y el metano, adsorbido en el carbón por la presión del agua. Hoy representa el 7% del total del gas natural estadounidense, y se halla sobre todo en el área de las montañas Rocallosas (unos 30 a 58Tcf recuperables).

Puesto que el coal bed methane está adsorbido es necesario bajar la presión del agua para producirlo, y esto implica que el pozo produzca sólo agua por periodos de hasta dos años antes de producir gas. Las estimaciones sugieren que en los Estados Unidos al menos 100Tcf son recuperables con la tecnología que se posee. Su atractivo consiste en que es ubicable y no es complicado extraerlo; sus desventajas son económicas y medioambientales: puesto que involucra agua que podría ser contaminante y con muchas sales, su aprovechamiento implica altos costos.

¿Y dónde están las nuevas oportunidades?

Las inversiones estadounidenses en extracción de gas hacen que hoy este país sea el mayor productor de gas de todo el mundo, incluso superando a Rusia. La clave ha sido su inversión en no convencionales, sobre todo en *tight*, cuyos costos bajan al mejorar las técnicas de perforación y de estimulación de pozos. Los informes de la U.S. Energy Information Administration's (EIA) Annual Energy Outlook (AEO) 2011 Early Release Overview, han duplicado sus cifras desde 2009: hoy publica 827 tcf de gas, contra los 474Tcf anteriores.

Será interesante observar la evolución de este nuevo boom, porque el potencial es vasto. Además, tiene las virtudes que se le reconocen al gas: bajas emisiones que despiden a la atmósfera, y que puede coexistir sin conflicto con las energías renovables.

De entre los cambios que puede acarrear un *shale gas* se apuesta desde una modificación en las rutas de los barcos de GNL, provenientes hasta ahora de Rusia y Medio Oriente o norte de África hacia Europa y los Estados Unidos, que podría ser al revés, hasta que con tantos países produciendo su propio *shale gas*, podrían ser más necesarias las plantas de LNG.

Todo es más atractivo que seguir con un barril de US\$110, asegura Obama. Se sueña incluso con abaratar los costos en las plantas de nitrógeno fertilizante, con la consiguiente reducción de costos para producir alimentos. Y así bajar el déficit y también la balanza de pagos, siguiendo el proverbio de que "cada metro cúbico producido en el país es más económico que uno importado". Daniel Yergin sostiene que hay reservas para un siglo más y estamos frente a una revolución. Sólo hace falta una educación en el pensamiento para afrontar este tipo de desafíos.

En la Argentina, los recursos no convencionales podrían ser parte estable de la matriz de los hidrocarburos. De hecho, el informe de la EIA asigna a la Argentina unos 774 tcf frente a los casi 900 de los Estados Unidos y más. Todavía es un recurso prospectivo, no una reserva. Y recién comienza, tras los anuncios neuquinos de noviembre de 2010 hablan de recursos colosales de *shale gas*.

Nuevamente, se necesitarán leyes que sirvan de marco, teniendo como base la legislación actual de Hidrocarburos (Ley 17.319 de 1967), RE S.E. N° 24/2008 según la cual se establece un programa de incentivos como parte de la política nacional en materia energética a la producción de gas en todos los yacimientos del país, por sobre cuestiones jurisdiccionales o de dominio de los recursos, entre otras.

La EIA advierte de todas formas que hay que tener prudencia y que la extracción masiva de *shale gas* no dará resultados inmediatos, pero sí en el mediano y largo plazo.

Pero insiste en que de esta forma, el mundo no se quedará sin petróleo ni gas en el corto plazo y que un factor clave será que las próximas dos generaciones de petroleros profundicen en las tecnologías de producción, para un buen gerenciamiento de los reservorios. Según palabras de Stephen Holditch, Director del Departamento de Ingeniería en Petróleo de la Texas A&M University[4], hay esperanza para varias generaciones de jóvenes ingenieros que pueden pensar en dedicarse a esta industria, ya que los hidrocarburos no han llegado ni por asomo al agotamiento. ■

[1] <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

[2] "Stepping on the Gas, por Daniel Yergin. *The Wall Street Journal*, 2 de abril de 2011".

[3] "Blueprint for a secure energy future", publicación de la Casa Blanca del 30 de marzo de 2011 http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/blueprint_secure_energy_future.pdf

[4] "The Increasing Role of Unconventional Reservoirs", en *The Future of the Oil and Gas Business*, por Stephen A. Holditch, 2003.