



Equipos de perforación El precio de los hidrocarburos y la actividad exploratoria

Las recientes experiencias de los principales países productores de hidrocarburos de la región y de los otros centros de producción alrededor del mundo han demostrado que sus potenciales petroleros, estén éstos expresados en sus perfiles geológicos o, inclusive, en la magnitud de sus reservas probadas, resultan no ser sino un componente de la fórmula para alcanzar el desarrollo productivo pleno de sus industrias petroleras.

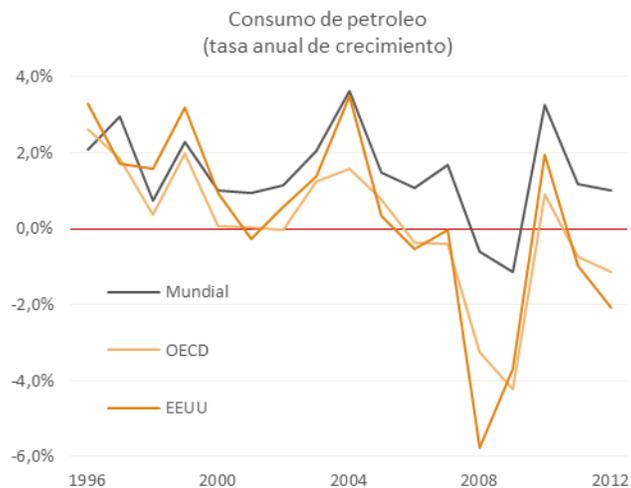
Una vez reconocido dicho potencial son, necesariamente, la magnitud y la sostenibilidad de las inversiones efectivamente canalizadas a las fases de exploración, desarrollo y eventual explotación de los recursos las que determinan si éste se transformará o no en una realidad económica y comercial concreta y sostenible en cada país. Se advierte, por lo tanto, que la diversidad de variables y condiciones determinantes de dichas inversiones, desde los ciclos de la economía mundial, la evolución de los precios internacionales y los precios efectivos de venta de la producción obtenida sea ésta de petróleo o de gas natural, la disponibilidad de capitales y la oferta y demanda internacional de prospectos petroleros hasta las condiciones del entorno contractual, fiscal, regulatorio, político y social del país en consideración, son tan relevantes como su potencial mismo.

Si bien ningún país está al margen de los ciclos de la economía mundial ni, mucho menos, en condición de controlar sus inevitables efectos sobre los precios internacionales, el carácter general y los elementos específicos de sus políticas sectoriales internas son tan determinantes del impulso que se imbuya a la actividad dentro de sus fronteras -especialmente durante las fases de expansión económica mundial y de altos precios de sus productos- como lo son de paralizarla o, inclusive, extinguirla durante las fases de desaceleración o contracción económica.

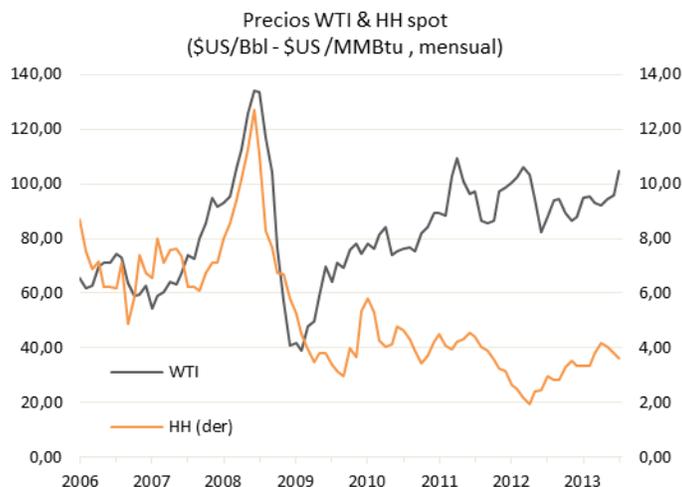
La reciente evolución de la dinámica petrolera mundial da fe de que si bien los ciclos económicos y sus consecuencias son impredecibles, son las políticas sectoriales individuales de cada país y la capacidad de éstas de responder flexible y oportunamente a las señales del mercado las que definen el grado de efectividad con el que cada uno aprovechará las coyunturas externas favorables y su capacidad de sobrellevar los embates económicos externos.

Crisis y transformación

La industria petrolera mundial ha enfrentado en el curso de la última media década dos profundas convulsiones que han alterado irremediamente los paradigmas a los que ésta estuvo acostumbrada desde mediados de los años setenta tras las sucesivas crisis petroleras registradas durante esa década.

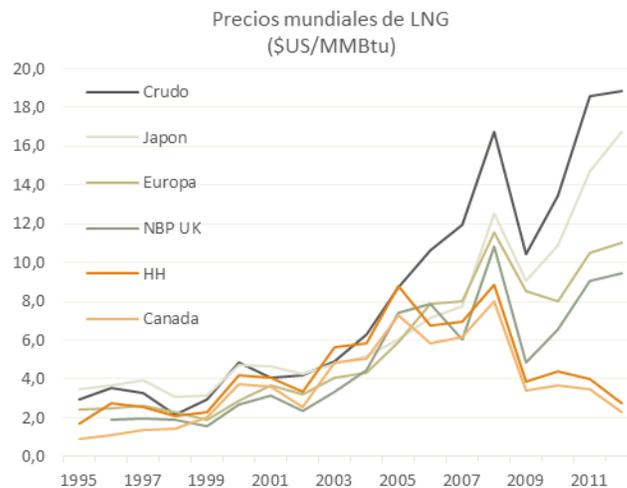


A la primera, la caída del consumo mundial de petróleo y de gas natural en 2008 y 2009¹ como consecuencia de la crisis económica mundial que por sí sola ya tuvo un dramático impacto sobre el precio de ambos productos, debe sumarse la más reciente incorporación de inmensos volúmenes de “shale gas” y, ahora, de “shale oil” que gracias a las nuevas tecnologías de perforación horizontal y de fracturación hidráulica se han empezado a incorporar a las reservas de ambos productos alrededor del mundo y, en el caso de los Estados Unidos, a sus actuales volúmenes de producción.



Como efecto de ello, a partir de principios de 2009 -con el fondo de la crisis económica mundial- se ha evidenciado un quiebre de la tradicional correlación entre el precio del petróleo y el del gas natural en el mercado americano, aquí reflejado en la reciente evolución de los precios de referencia WTI y Henry Hub, respectivamente: mientras que el precio WTI logró recuperarse del desplome que sufriera desde los \$US 133.9 por barril (Bbl) de junio de 2008 a los \$US 39.1 por Bbl de febrero de 2009, el precio Henry Hub, que alcanzara un pico de \$US 12.69 por millón de BTU (MMBtu) en junio de 2008, retomó su derrumbe tras una pausa entre principios de 2009 y mediados de 2011 en alrededor de los \$US 4.00 por MMBtu hasta tocar los \$US 1.95 por MMBtu en abril de 2012.

¹ BP Statistical Review of World Energy June 2013



Por otra parte, mientras que los precios de referencia de gas natural Henry Hub, National Balancing Point (NBP) del Reino Unido, el precio promedio de la Unión Europea y el de LNG en el Japón guardaran una estrecha correlación hasta 2007, incluyendo su coincidente quiebre con el precio internacional del petróleo en 2005, los efectos de la revolución del shale gas en Estados Unidos generaron a partir de 2008 una creciente divergencia entre el precio Henry Hub y sus pares, que en 2012, conforme mejoraban las perspectivas económicas mundiales, alcanzó los \$US -6.70 y \$US -13.99 por MMBtu en promedio con relación al NBP del Reino Unido y al LNG importado por Japón, respectivamente.

Más recientemente, como efecto de la creciente producción americana de shale oil sobre sus precios internos, a partir de principios de 2011 se ha comprobado una fractura adicional: ésta vez de la tradicional correlación entre los precios de referencia del crudo WTI de los Estados Unidos y de sus pares Brent del Mar del Norte de Europa y de la canasta de precios de petróleo de los países miembros de la OPEP, cuyo diferencial de alrededor de \$US 1.30 por barril a favor del WTI en la década a enero de 2011 se ha convertido en un descuento de \$US 15.50 por barril en promedio en los últimos dos años.

Como es de prever, la involución de las tradicionales correlaciones entre los precios de referencia del gas natural y del petróleo, tanto a nivel interno en el mercado de los Estados Unidos como sobre la relación de éstos con sus pares a nivel internacional, y las señales que ésta ha transmitido a los agentes económicos de la industria petrolera mundial, tanto estatal como privada, han resultado en transformaciones consecutivas de sus políticas y estrategias de negocio cuyas diversas velocidades de respuesta y efectividad a las señales del mercado han generado dinámicas en la actividad petrolera mundial sorprendentemente divergentes.

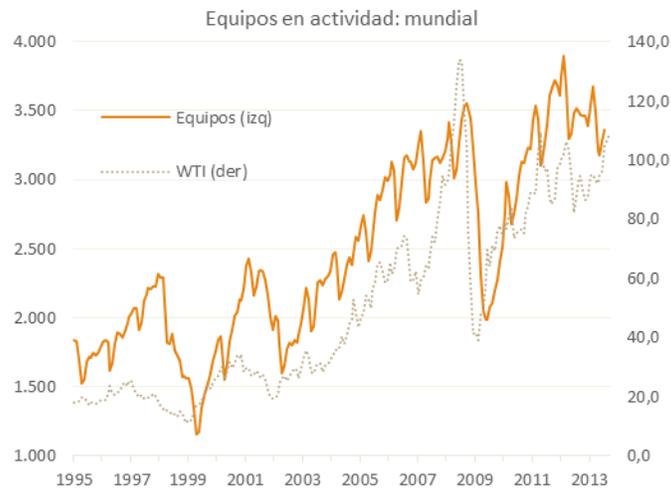
Evolución de la perforación petrolera

La actividad petrolera mundial, expresada esencialmente en la dinámica de las campañas de perforación alrededor del mundo, ha mostrado a lo largo de las últimas dos décadas una notable expansión, impulsada, previsiblemente, por el constante crecimiento de la demanda que, a su vez, se ha reflejado estrechamente en los precios internacionales del petróleo y del gas natural. Si la demanda en 1995 bordeaba los 68 millones de barriles de petróleo por día (MMBbld) y los 5,848 millones de metros cúbicos de gas natural por día (MMmcd), ésta alcanzó 86.2 MMBbld y 9,056 MMmcd, respectivamente, en 2012².

² Ibid.

Durante el período en observación, 1995 a 2013, el precio internacional del petróleo, reflejado en el WTI, se incrementó desde un de \$US 11.28 por barril en promedio en diciembre de 1998 hasta un pico de \$US 133.88 en junio de 2008; y en lo posterior a la crisis económica ha alcanzado un nuevo tope de \$US 108.77 a la primera semana de septiembre del año en curso.

Coincidentemente, el número de equipos de perforación en actividad alrededor del mundo ha pasado de un mínimo de 1,156 en abril de 1999 -cuatro meses después del mínimo de precio durante el período- a un primer pico de 3,557 en agosto de 2008 -tres meses después del pico de precio de junio de 2008- y a un máximo de 3,900 en febrero de 2012³ -prácticamente al mismo tiempo del tope de precio registrado a principios de 2012-.



No es de sorprender, por lo tanto, que la evolución del precio internacional del petróleo sea uno de los principales determinantes de la actividad petrolera mundial, una relación que a nivel de agregados es conceptualmente previsible y que, en términos estadísticos arroja un coeficiente de correlación del 88.3% durante el período enero 1995 a julio 2013, y un sorprendente coeficiente de 92.0% al aplicarse un desplazamiento de cuatro meses en la serie de datos correspondiente al número de equipos en actividad.

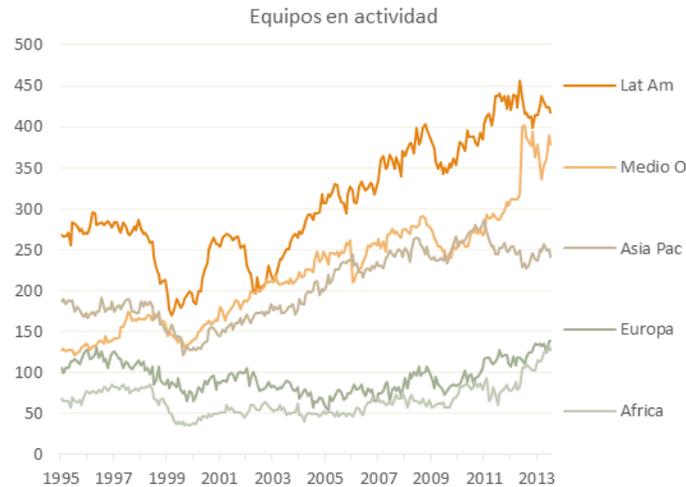
En términos generales, por lo tanto, puede aducirse que lo que ocurra en un momento en el tiempo con el precio internacional del petróleo se verá reflejado con un rezago de alrededor de cuatro meses en la actividad petrolera mundial, lo que por sí sólo es hoy digno de atención ante la persistente resistencia que en meses recientes ha enfrentado el WTI alrededor de los \$US 110 por barril.

La evolución geográfica de la actividad petrolera, sin embargo, registra notorias discordancias con las tendencias globales que ésta ha presentado en el curso de las últimas dos décadas. Es de esperarse que las características geológicas regionales, las recientes fracturas de las tradicionales interrelaciones de los precios de referencia internacional de los hidrocarburos, los ineludibles factores de logística, de distancia y costo de transporte a mercado desde los centros de producción por un lado y, por otro, los elementos específicos de los marcos de política sectorial y los aspectos legales, regulatorios y contractuales internos derivados de ésta en cada país afecten fundamentalmente la evolución regional e individual de la dinámica petrolera en cada espacio territorial.

Es así, como ejemplo, que mientras que la actividad petrolera latinoamericana ha registrado un notable dinamismo a lo largo del período en respuesta a las políticas de apertura instauradas en la región a principios de la década pasada y al creciente reconocimiento internacional del inmenso potencial petrolero que alberga su geología, Europa, en contraste, no parece haber podido reaccionar a las favorables condiciones de crecimiento de la demanda mundial de petróleo y gas natural y de los precios internacionales de ambos productos, debido,

³ Baker Hughes, Worldwide Rig Counts - Current & Historical Data, August 2013

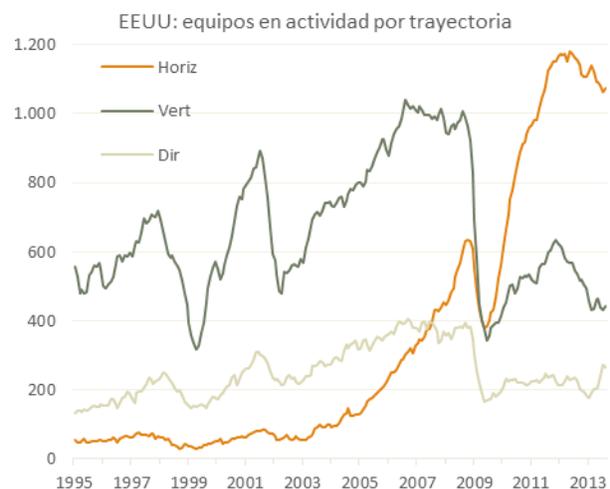
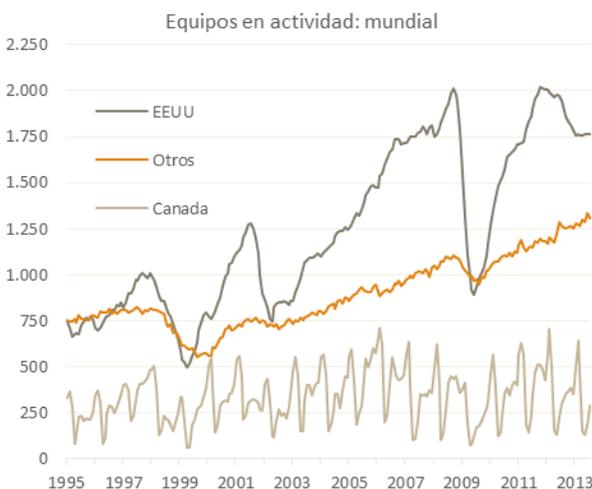
atendiblemente, a sus altos costos operativos, a la creciente dificultad de sus prospectos en altamar y, eventualmente, a la declinación de su producción: ésta última, proveniente principalmente de las cuencas productoras en las aguas del Mar del Norte del Reino Unido y de Noruega, ha pasado, en el caso del petróleo, de 6.5 MMBbld en 2000 a sólo 3.2 MMBbld en 2012.



La ventisca del shale norteamericano

Poco puede enunciarse de las recientes tendencias en la actividad petrolera mundial sin considerar previamente el impacto que sobre éstas ha tenido en la última década el boom del shale gas y del shale oil en los Estados Unidos.

Gracias a la aplicación de las nuevas técnicas de perforación horizontal y de fracturación hidráulica, cuyo auge se hizo evidente a principios de la década pasada, su dinámica petrolera, salvo por la interrupción causada por la crisis económica de fines de 2008, experimentó un extraordinario crecimiento en comparación a la del resto del mundo. El número de equipos en actividad, que había rondado un promedio de 750 en la media década a 2000, pasó en septiembre de 2008 a más de 2,000, registrándose en octubre de 2011, tras la crisis económica, un valor inclusive marginalmente superior que duplicó en el proceso el número de equipos de perforación en actividad en el resto del planeta.



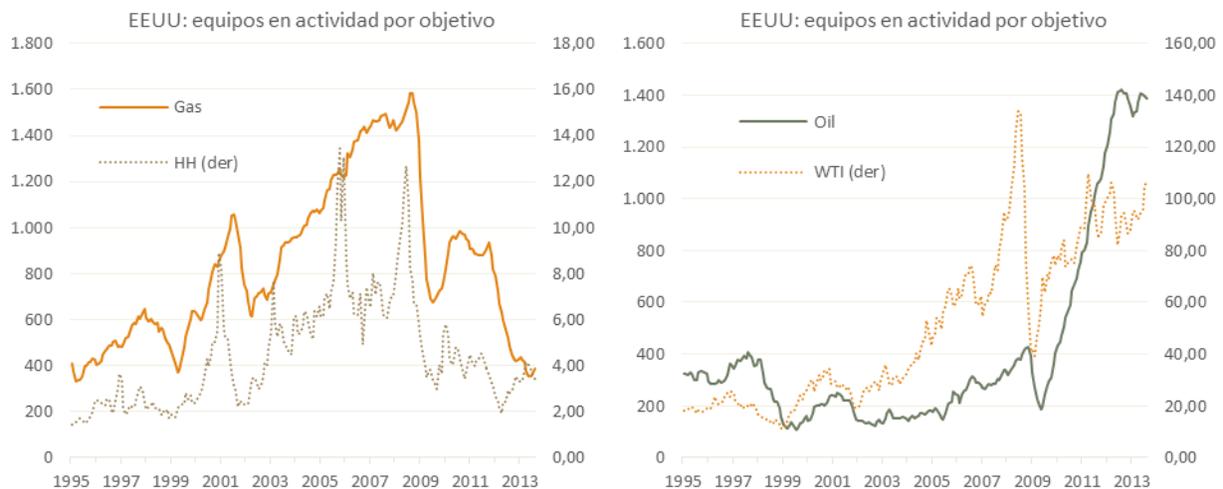
Notablemente, el número de equipos en actividad destacados a trabajos de perforación horizontal en los Estados Unidos pasó de un promedio de 119 en 2004, a 553 en 2008 y a 1,151 en 2012, desplazando a la tradicional perforación vertical e, inclusive, a las más recientes técnicas de perforación direccional. A la fecha, la perforación horizontal abarca el 62.3% del total de las labores de perforación petrolera en los Estados Unidos.

El resultante crecimiento de la producción de shale gas en los Estados Unidos ha sido extraordinario: tras haberse mantenido consistentemente por debajo de los 50 MMmcd, alrededor de un promedio de 22.6 MMmcd a lo largo de la década y media a 2005, ésta experimentó un salto exponencial hasta alcanzar los 629 MMmcd en 2012, compensando no sólo una anunciada declinación en la producción de gas natural de fuentes tradicionales sino empujando los volúmenes totales de producción hasta niveles récord que en 2012 alcanzaron los 1,850 MMmcd⁴.

El crecimiento explosivo de la producción ha generado una sobreoferta del producto en su inmenso mercado energético, exacerbada, hasta el momento, por limitantes físicas y regulatorias a su exportación, lo que, a su vez, ha derivado en el colapso de los precios internos de gas natural. Por otra parte, ese mismo crecimiento de la producción de los Estados Unidos ha resultado en la reducción de sus importaciones de gas natural por ducto desde Canadá y México y, por el contrario, como se verá más adelante, ha permitido incrementar sus exportaciones a ambos países, generar expectativas de acceder eventualmente al GNL americano en mercados tan imprevisos y lejanos como Chile y, en el proceso, generar una gradual reducción en sus importaciones netas, desde un máximo de 333.1 MMmcd en agosto de 2007 a sólo 85.3 MMmcd en mayo pasado; adicionalmente, ésta ha liberado al mercado mundial significativos volúmenes de gas natural líquido (GNL) proveniente de fuentes de ultramar originalmente destinados a las plantas de regasificación de GNL de Estados Unidos y México.

En contraste, la gradual recuperación de la demanda mundial de petróleo y la de los precios internacionales a partir de 2009 -además de la ausencia de restricciones regulatorias a su exportación a diferencia del gas natural-, incluido el referencial WTI, ha creado en los últimos cuatro años un claro incentivo para transferir inversiones y equipos a la exploración y explotación de petróleo y, especialmente, de condensados y líquidos livianos en cuencas de esquistos hidrocarbúricos cuya geología ya había sido explorada y estudiada intensivamente en busca de gas natural desde principios de década, y en las que, además, la eficacia de las técnicas de perforación horizontal y fracturación hidráulica ya había sido plenamente comprobada.

Previsiblemente, la asignación de equipos de perforación tanto a gas natural como a petróleo y condensados ha guardado una estrecha correlación con la evolución de los precios de ambos productos en el mercado americano.



Es casi exclusivamente la duplicación de la producción conjunta de petróleo de los estados de Dakota del Norte y de Texas -fundamentalmente de las formaciones de esquistos de Bakken y de Eagle Ford, respectivamente -en el

⁴ Energy Information Administration, US Department of Energy

curso de los últimos tres años, desde los 1.3 MMBbld en 2009 a 2.6 MMBbld en 2012, que ha empujado a la producción de los Estados Unidos desde los 5.1 MMBbld en enero de 2009 a 6.9 MMBbld en diciembre pasado. Y es este notable incremento de la producción petrolera de los Estados Unidos que como en el caso del gas natural, ha derivado en la divergencia entre el precio de referencia WTI y sus pares de Europa y de los países miembros de la OPEP.

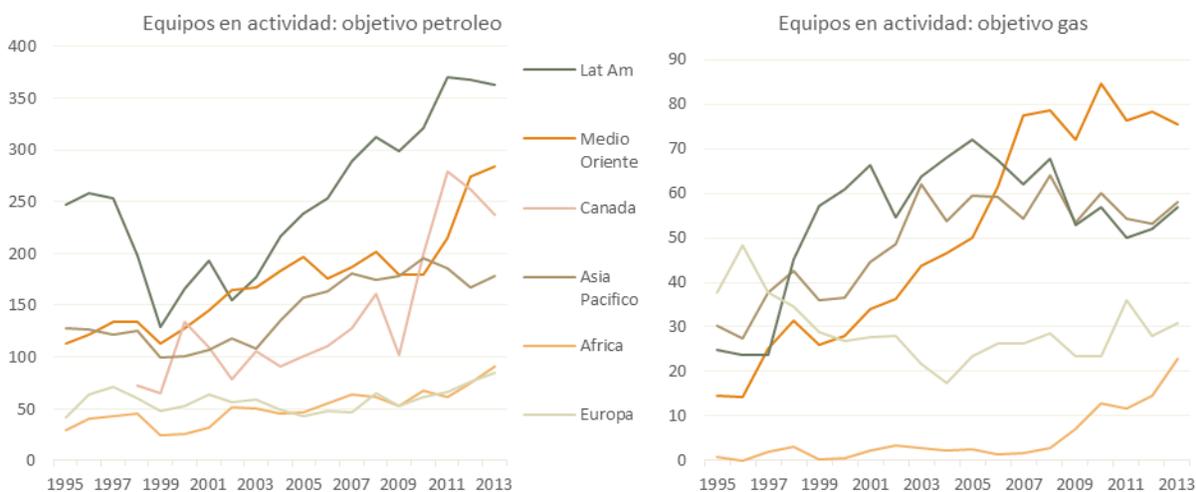
Gas natural: persiguiendo precio

Donde las características geológicas o los entornos regionales o nacionales de política petrolera no han sido factores determinantes de los flujos de inversión sectorial y de la dinámica de las actividades de la industria, son los efectos de la crisis económica y los de la revolución del shale gas y el shale oil, traducidos en sus repercusiones sobre los precios relativos del gas natural y el petróleo a nivel internacional, el ingrediente que permite dilucidar su reciente evolución; y son los quiebres de las tradicionales relaciones entre éstos, registradas a partir de 2005-2006 entre el gas natural y el petróleo y a partir de 2008-2009 entre el WTI y sus pares, que en reiterados casos marcan los puntos de inflexión en la actividad petrolera de los diversos centros geográficos de producción.



Aunque en órdenes de magnitud diferentes, es posible apreciar que en las casi dos décadas transcurridas desde 1995, la dinámica de las actividades de perforación, tanto las de aquellas cuyo objetivo declarado fue el petróleo como las dirigidas a la exploración o desarrollo de campos gasíferos, ha seguido una trayectoria similar de sostenido crecimiento excepto por los impactos de la crisis financiera asiática en 1997-1998 -que desencadenó el colapso del precio internacional del petróleo, la consecuente crisis de deuda rusa en 1998 y la posterior crisis económica argentina de 1999 a 2002- y la más reciente crisis económica mundial de 2008-2009.

Al desagregar las series estadísticas, sin embargo, surgen notables divergencias en la evolución de dicha dinámica tanto a nivel de producto -petróleo versus gas natural- como en términos de la agrupación geográfica de los centros productores.



Europa

Por un lado se aprecia, como se ha mencionado líneas arriba, el estancamiento general de las actividades de perforación en Europa por los motivos ya expuestos y, en el caso específico del gas natural, la persistente disminución de éstas entre 1996 y 2004, período durante el cual el precio de referencia NBP-UK se mantuvo persistentemente alrededor de un promedio de \$US 2.40 por millón de Btu (MMBtu) -y entre 1996 y 1999 inclusive en un promedio de sólo \$US 1.86 por MMBtu-, escasos para cubrir los altos costos operativos relacionados con la explotación de gas natural en las aguas del Mar del Norte a manos de los dos principales países productores de la zona, el Reino Unido y Noruega.

A partir de 2004, sin embargo, una vez el precio de referencia europeo hubo sobrepasado los \$US 5.00 por MMBtu, se ha apreciado una reactivación parcial de las actividades petroleras en la región.

África

Las actividades de perforación por gas natural en África, en cambio, que fueron prácticamente inexistentes hasta 2007, mostraron un notable repunte al pasar de 2 equipos en actividad ese año a 23 en lo corrido de 2013. El principal país productor de gas natural en el continente africano es Argelia, cuyas exportaciones en 2012, de 95 MMmcd por ducto principalmente a los mercados de Italia y España y de 48.5 MMmcd de GNL principalmente a Francia y Turquía, representaron el 51.6% del total de las exportaciones de gas natural del continente.

Previsiblemente, dada su cercanía al mercado europeo, el repunte en las actividades de perforación por gas natural en el continente africano reflejan casi exclusivamente las ejecutadas en Argelia; éstas, a su vez, se han dado en respuesta al creciente consumo de Europa Occidental -desde los 909.6 MMmcd en 1995 hasta los 1,300.6 MMmcd alcanzados en 2010-, a la declinación de su propia producción -desde los 779.9 MMmcd en 2004 a 675.6 MMmcd en 2012-, a sus crecientes importaciones -desde los 642.9 MMmcd en 1995 a 1,219.8 MMmcd en 2012⁵- y, fundamentalmente, a la expresión de estos factores en los precios del producto en la región, los que a partir de 2006 han promediado los \$US 9.35 por MMBtu, sobrepasando inclusive los \$US 11 por MMBtu registrados en 2008 y 2012.

Medio Oriente

En contraste a la evolución de las actividades de perforación por gas natural en Europa y África, las del Medio Oriente han registrado un notable dinamismo, al pasar de sólo 14 equipos en actividad en 1995 a un máximo de 85 en 2010.

⁵ BP Statistical Review of World Energy June 2013

Es de destacarse que en el curso de la última década y media, las exportaciones de gas natural de la región han pasado de 20.9 MMmcd en 1995 a 434.4 MMmcd en 2012; y es también destacable que, paralelamente, las exportaciones de gas natural de Qatar hayan pasado de ser inexistentes en 1995 a representar hoy el 78.4% del total regional, habiendo alcanzado los 340.6 MMmcd en promedio en la pasada gestión. Resulta paradójico, por lo tanto, observar que en términos del dinamismo de las actividades de perforación en el Medio Oriente, Qatar figure en cuarto lugar después de Saudí Arabia, Egipto, y Omán, especialmente en consideración de que la producción de gas natural de Saudí Arabia alcanzó en 2012 unos significativos 280.9 MMmcd.

Con un consumo interno de gas natural equivalente al de su producción, sin embargo, las actividades de perforación por gas natural en Saudí Arabia han estado exclusivamente dirigidas a satisfacer las crecientes presiones de su demanda interna, la que se ha visto avivada por el bajo precio interno del producto -de \$US 0.75 por MMBtu- y por los enormes requerimientos de su complejo petroquímico, de la refinación de petróleo, la generación termoeléctrica y la desalinización de agua, sectores prioritarios de la política energética Saudí establecidas por el gobierno⁶.

Egipto, por su parte, enfrenta desde 2009 el estancamiento de su producción de gas natural en alrededor de 170 MMmcd tras un crecimiento sostenido desde los 34.2 MMmcd en 1995. Como en el caso de Saudí Arabia, sin embargo, con un consumo interno que alcanzó los 143.7 MMmcd en 2012 tras un constante crecimiento a un promedio de 11% anual entre 2001 y 2011, las exportaciones de gas natural egipcias -inauguradas hace sólo diez años- se han reducido paulatinamente a sólo 18.4 MMmcd en 2012 tras haber alcanzado un máximo de 50.2 MMmcd en 2009. Las operadoras extranjeras en Egipto están obligadas a canalizar la producción actual al mercado interno y el gobierno ha establecido que todo nuevo descubrimiento de gas natural deberá también ser destinado al mercado interno, previsiblemente, a precios subsidiados y, recientemente, en plazos de pago a cargo de la estatal Compañía General de Petróleo de Egipto (EGPC) que han registrado crecientes retrasos en relación a los contractualmente establecidos. No debe sorprender, por lo tanto, que a fines de 2012 el Ministerio de Petróleo haya anunciado su intención de suscribir contratos para la instalación de plantas flotantes de regasificación de GNL y que haya dado a conocer sus tratativas tanto con Argelia como con Qatar para la adquisición del producto.

De forma similar a Saudí Arabia, las actividades de perforación en Egipto han respondido recientemente más a su urgencia por compensar la declinación de sus campos antiguos e incorporar nuevas reservas para cubrir su consumo interno que a factores externos como el ciclo económico mundial o la evolución de los precios internacionales. Debe anotarse también, sin embargo, que sus actividades petroleras, incluyendo la perforación de pozos, se han visto afectadas por la revolución de 2011 y la inestabilidad política e inseguridad que hoy persiste: el número de equipos en actividad, que alcanzara los 28 en 2010, se ha reducido a alrededor de 15 en los últimos tres años.

Omán, con una producción de 79.1 MMmcd y un consumo interno de 48.6 MMmcd en 2012, viene exportando anualmente un excedente de entre 30 y 35 MMmcd de GNL a los mercados del Asia, particularmente a Japón y Corea del Sur. Previsiblemente, las actividades de perforación por gas natural en el país han reflejado de forma cercana las variaciones del precio de referencia de GNL en el mercado japonés.

Qatar, por su parte, posee 885.1 trillones de pies cúbicos (TCF) de reservas de gas natural, lo que coloca al pequeño emirato en tercera posición a nivel mundial detrás únicamente de Rusia e Irán. Su producción de gas natural ha pasado de los 37 MMmcd en 1995 a unos sorprendentes 429.1 MMmcd en 2012, de los cuales 340.6 MMmcd fueron destinados a la exportación. Qatar es, a su vez, el principal productor mundial de GNL, habiendo anotado 288.1 MMmcd en exportaciones del producto en 2012, principalmente a los mercados de Asia y Europa, aunque el GNL de Qatar ha llegado a todos los rincones del mundo, incluidos los Estados Unidos, México, Brasil, Argentina y Chile.

⁶ Energy Information Administration, US Department of Energy, Saudi Arabia Country Analysis Brief, February 26, 2013

Su producción de gas natural, sin embargo, proviene fundamentalmente del inmenso campo de North Field en las aguas del Golfo Pérsico, el mayor campo de gas no asociado del mundo, cuya extensión iguala, prácticamente, a la del emirato mismo. En 2005, tras haber registrado 905 TCF de reservas probadas -suficientes para 559 años de producción al ritmo de producción de ese año-, las autoridades qataríes impusieron una moratoria indefinida sobre nuevas actividades de desarrollo en el campo con el propósito de estudiar a profundidad su explotación óptima hacia futuro. Previsiblemente, la medida se reflejó inmediatamente en las actividades de perforación en el emirato, las que hasta ese momento habían reflejado estrechamente las fluctuaciones de precio del gas natural en sus principales mercados de destino.

Asia

El ritmo de la actividad petrolera en Asia, protagonizada en el caso del gas natural por Australia, Indonesia, Tailandia e India, registró un perceptible crecimiento hasta principios de la década pasada, pasando conjuntamente de 30 equipos en actividad en 1995 a un pico de 62 registrado en 2004. A partir de 2005 las actividades de perforación por gas natural han mostrado un persistente estancamiento en la región alrededor de un promedio de 57 equipos.

El estable entorno político, su estructura regulatoria transparente, sus grandes reservas de hidrocarburos y su cercanía a los grandes mercados energéticos del Asia han hecho de Australia un destino sumamente atractivo para la inversión externa en el sector petrolero⁷. Extraña, por lo tanto, que el ritmo de sus actividades en perforación por gas natural hayan mostrado una aparente timidez a lo largo de las casi dos décadas entre 1995 y la fecha, alcanzando un máximo de 16 equipos en actividad en la actualidad.

La geología petrolera australiana es primordialmente gasífera: tanto sus reservas de petróleo como su producción han registrado una continua declinación a partir de 2001, desde los 5,000 millones de barriles (MMBbl) a 3,900 MMBbl en 2012, y desde su pico de producción de 826 mil barriles por día (MBbld) en 2000 a 458 MMBbld a 2012, respectivamente (previsiblemente, sus importaciones de petróleo han pasado de 279.5 MBbld en 1995 a cerca de 475 MBbld en 2012).

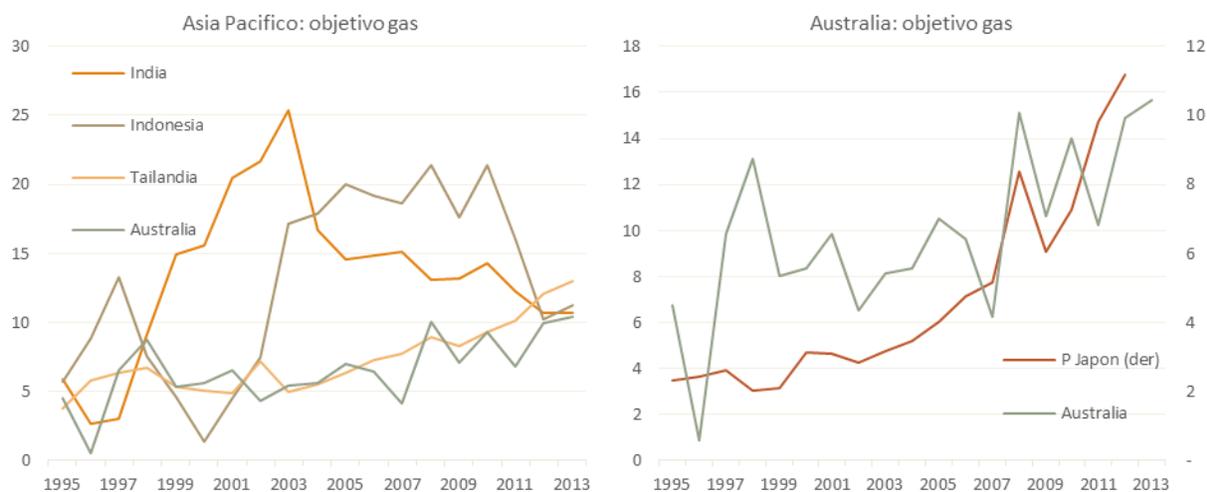
En el caso del gas natural, sin embargo, es sorprendente que a pesar de lo aparentemente limitado de su dinámica en perforación, sus reservas probadas hayan pasado de 44.6 TCF en 1995 a 132.8 TCF en 2012, que su producción haya mostrado un notable crecimiento desde los 81.5 MMmcd hasta 134 MMmcd, y que sus exportaciones de GNL durante el mismo período se hayan expandido desde los 25.1 MMmcd a 82.7 MMmcd.

El hecho de que alrededor del 92% de las reservas⁸ y más del 70% de la producción de gas natural de Australia⁹ provenga de la Plataforma del Noroeste (North West Shelf) en las aguas de la costa oeste del continente que contiene, entre otras, a la prolífica cuenca de Carnarvon, considerada un área tradicional ya exhaustivamente explorada desde principios de los años '50, y más al norte las cuencas de Browse y Bonaparte, explica que una vez determinadas las estructuras geológicas y la magnitud de los reservorios de hidrocarburos de éstas formaciones, la actividad perforatoria se haya estabilizado en niveles suficientes como para sustentar los volúmenes de producción requeridos para la exportación. Esta, en su reducida magnitud, refleja de todos modos las fluctuaciones del precio del GNL en el mercado del Japón, al cual Australia exportó en 2012 el 77.4% de su producción.

⁷ Energy Information Administration, US Department of Energy, Australia Country Analysis Brief, June 21, 2013

⁸ Australian Bureau of Statistics, Year Book Australia, 2012, Energy Resources, Year Book Australia, 2012

⁹ Geoscience Australia, Production, Crude Oil and Gas Production by Basin, pre-2001 and 2001-2010



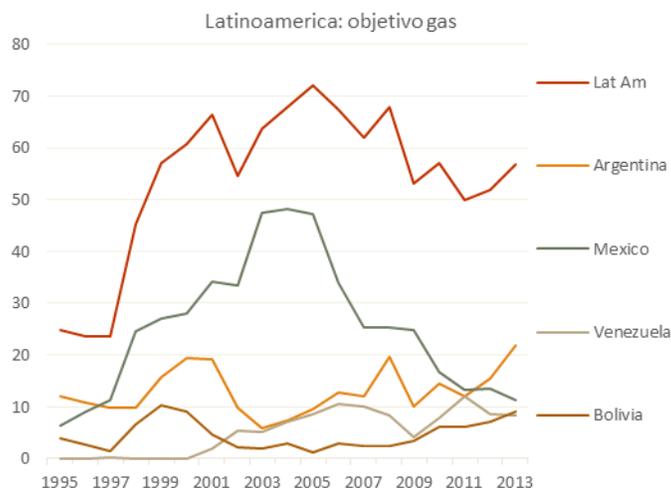
En el caso de India, tras la nacionalización de su sector petrolero entre 1974 y 1976 y la introducción en 1987 de un Mecanismo de Precios Administrados (APM por sus siglas en inglés) -con el explícito objetivo de “aplicar políticas redistributivas” a través de la asignación estatal de volúmenes y de subsidios al gas natural producido por las dos compañías estatales indias para determinados sectores “prioritarios” como la generación eléctrica y la producción de fertilizantes-, junto a la previsible resistencia gubernamental a ajustar posteriormente el precio de venta del producto -establecido en \$US 1.80 por MMBtu entre 2005 y 2010, significativamente por debajo de los costos de operación-, el interés de los capitales internacionales en canalizar inversiones a su sector petrolero disminuyó visiblemente¹⁰; ello se ha visto palpablemente reflejado en las actividades de perforación por gas natural a partir de 2004.

Ante el creciente consumo interno y a pesar de los esfuerzos del gobierno por incrementar la producción y atraer nuevas inversiones al sector, India, tras perder su autosuficiencia en gas natural en 2003, ha pasado a importar 55.9 MMmcd de GNL en 2012.

Latinoamérica

Las actividades de perforación por gas natural en Latinoamérica mostraron un extraordinario crecimiento entre 1997 y 2005, al pasar de 24 a 72 equipos en operación. El interés internacional en el innegable potencial gasífero de la región se ha visto aminorado a partir de 2006 hasta caer a 50 equipos en actividad en 2011 y a 57 en promedio en lo que va de 2013.

¹⁰ Oxford Institute for Energy Studies, “Natural Gas in India: An Analysis of Policy”, Anil Jain and Anupama Sen, April 2011



México generó gran parte de la actividad perforatoria regional hasta 2005, apuntalado hasta principios de la década pasada por el interés que en su momento generaron tanto Argentina como Bolivia.

La recesión económica argentina de mediados de 1998, su crisis financiera y el incumplimiento de la deuda externa en 2001 y las posteriores medidas aplicadas en el país, que a partir de 2002 incorporaron la “pesificación” y el control de precios de los carburantes, contribuyeron a desalentar -y continúan hoy desalentando- las inversiones petroleras. Las medidas adoptadas tuvieron un impacto nocivo e inmediato sobre las actividades de perforación en el país, reduciendo el número de equipos en actividad desde los 20 en 2000 a sólo 6 en 2003. Las secuelas son hoy por demás conocidas en la región: Argentina pasó de ser exportador de 21.2 MMmcd en 2004 a recurrir a crecientes importaciones de gas natural y de GNL, las que en 2012 alcanzaron los 26.5 MMmcd. Sus reservas en el curso de los últimos doce años han pasado de un máximo de 27.5 TCF a 11.3 TCF en 2012¹¹.

Ante la creciente factura impuesta por las importaciones y con la adopción de medidas paliativas de incentivo a la producción de gas natural -el plan “Gas Plus” homologado en marzo de 2008, ampliado y flexibilizado posteriormente, que apunta a “implementar un mecanismo de incentivos que fomente las inversiones necesarias para incrementar la producción... en explotaciones nuevas”-, y el reciente reconocimiento internacional del gran potencial argentino en shale gas, las actividades de perforación en el país han experimentado una notoria recuperación, alcanzando los 22 equipos en actividad en promedio en lo corrido de 2013.

En Bolivia el comienzo de la “sequía” de inversiones en exploración coincidió, primero, con el extraordinario crecimiento de sus reservas a partir de 1998, cuya certificación en 2000, de 23.8 TCF, parecía otorgar más que suficiente holgura para cumplir con los únicos mercados para el producto entonces consolidados: el de Brasil y el aún pequeño mercado interno. Ello, atendiblemente, redujo la urgencia de las campañas exploratorias en el país y, con ellas, las actividades de perforación. Posteriormente, con el inicio del proceso de introspección gasífera iniciado en Bolivia durante la campaña electoral de 2002, que desembocaría eventualmente en la “guerra del gas” en 2003, en el referéndum del gas en 2004, en la promulgación de una nueva Ley de Hidrocarburos en 2005, en la nacionalización de los hidrocarburos en 2006 y, finalmente en la adopción de nuevos contratos de servicio en 2007, la dinámica sectorial boliviana se sumió en un entorno de inestabilidad e inseguridad jurídica que hoy aún prevalece.

De forma previsible, las inversiones petroleras en Bolivia se han visto limitadas casi exclusivamente al desarrollo y explotación de los grandes descubrimientos de hidrocarburos registrados a principios de la década pasada como resultado de la actividad exploratoria desarrollada, fundamentalmente, entre 1997 y 2002.

¹¹ BP Statistical Review of World Energy June 2013

Recientemente, la declinación de los campos productores antiguos y la ya aparente madurez de los grandes campos descubiertos hace década y media, han imbuido a la industria petrolera boliviana de un sentido de urgencia para intentar consolidar reservas por lo menos suficientes para cumplir con las crecientes necesidades de su mercado interno, con los compromisos de exportación con Brasil y, a partir de 2007 con los asumidos ante Argentina, lo que se ha reflejado en una tentativa recuperación de las actividades de perforación en el país, desde un único equipo en actividad en 2006 a 9 registrados en promedio en lo que va de 2013.

La producción venezolana de gas natural obtenida en 2012, de 89.6 MMmcd, entraña un lento proceso de recuperación tras el colapso que sufriera por efectos de la crisis institucional de PDVSA en 2002, al haber alcanzado prácticamente los mismos volúmenes obtenidos en 1998, hace ya más de una década¹².

A pesar de contar con 196.4 TCF de reservas a 2012, significativamente mayores que los 143.5 TCF registrados en 1995, su crecimiento no es atribuible a una campaña concertada de exploración por gas natural -con sólo 8 equipos en actividad en promedio desde 2001- sino más bien un producto de las actividades de exploración en busca de petróleo, las que sin haber recuperado el dinamismo observado a fines de la década de los años '90 con más de 100 equipos en actividad, ha mostrado mayor ímpetu que la del gas natural, con un promedio de 60 equipos en actividad durante el mismo período: 90% de las reservas de gas natural venezolanas constituyen gas asociado a estructuras primordialmente petrolíferas¹³.

Por otra parte, aunque la participación obligatoria de PDVSA en los contratos de explotación de gas no asociado, de hasta el 35%, es significativamente menor que el mínimo de 60% impuesto a los de explotación petrolera -lo que mejora el atractivo de los primeros para la inversión externa-, el total de la producción obtenida al amparo de los contratos adoptados tras la nacionalización de 2007 debe ser entregada a la estatal petrolera, la que adquiere los volúmenes a precios regulados que, previsiblemente, no guardan ninguna relación con los precios internacionales del producto.

En 2010 Repsol y la italiana Eni anunciaron un significativo descubrimiento de gas natural de 9.5 TCF en el campo Perla en las aguas del Golfo de Venezuela; sin embargo, como en otros casos en los que se ha intentado acceder al inmenso potencial gasífero que aún yace en las costas venezolanas, convertir las reservas descubiertas en producción ha sido, por decir lo menos, sumamente problemático, especialmente cuando el estado ha establecido precios de entrega del producto de entre \$US 1.50 y \$US 2.00 por MMBtu¹⁴. Ante un creciente déficit de producción, PDVSA accedió en 2011 a un precio de \$US 3.69 por MMBtu para el gas extraído del campo Perla.

No sorprende, en consecuencia, que ante un consumo interno de gas natural del que la propia PDVSA absorbe dos tercios en sus labores de recuperación mejorada de petróleo, y cuyo saldo está mayoritariamente destinado a la refinación petrolera estatal, a la generación eléctrica estatal y a la producción estatal de acero, de cemento y aluminio, el producirlo a precios establecidos por el propio comprador haya desembocado en una situación, desde 2007, en la que Venezuela se ha visto en la necesidad de importar gas natural desde Colombia, cuyas reservas en 2012 se situaban en 5.5 TCF.

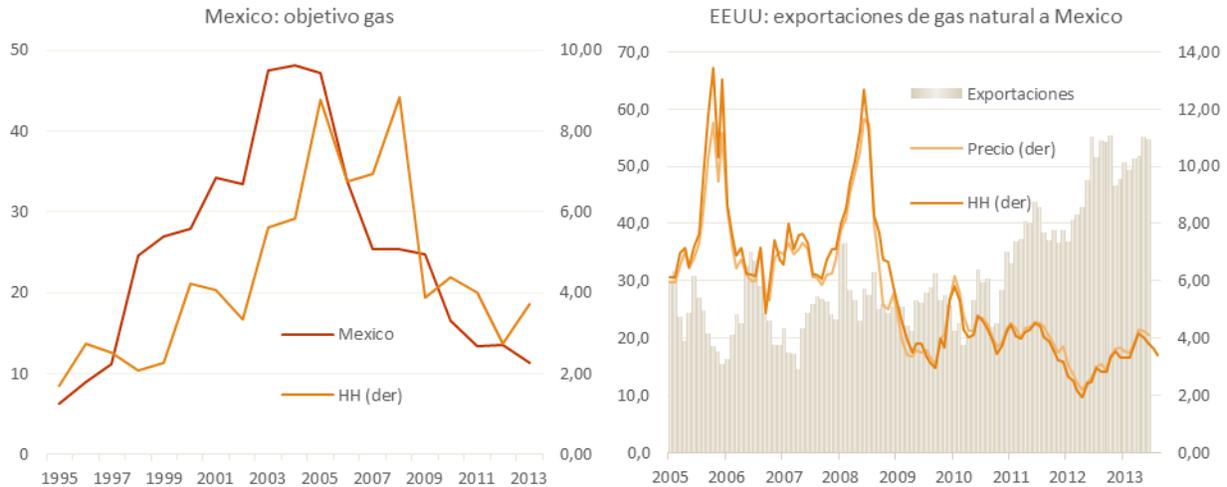
Tras registrar un máximo de 77 TCF en 1983, México, sujeto al monopolio estatal de Pemex desde la nacionalización de 1938, ha sido testigo de la inexorable declinación de sus reservas de gas natural a lo largo de las tres últimas décadas: a fines de 2012 éstas no pasaban de los 12.7 TCF. Aunque su producción entre 1995 y 2012 se incrementó notablemente, desde los 82.2 a 159.7 MMmcd, su consumo interno pasó de 86.1 a 228.6 MMmcd durante el mismo período. Sus importaciones, previsiblemente, han pasado de los 4.8 MMmcd a cerca de 60 MMmcd a la fecha, de los que hoy el 80% proviene de los Estados Unidos.

¹² Ibid.

¹³ Energy Information Administration, US Department of Energy, Venezuela Country Analysis Brief, October 3, 2012

¹⁴ The Economist Intelligence Unit, "Venezuela gas: Injection of energy?", August 17th 2012

Es este último hecho que explica la estrecha correlación de las actividades de perforación por gas natural en el país, especialmente al considerarse que los precios regulados para el mercado interno en México son establecidos en función a los precios de importación del producto proveniente de los Estados Unidos y, por lo tanto, a los precios de referencia del gas natural en ese mercado.



Durante el período de incremento del precio de referencia Henry Hub entre 1995 y 2004, tanto Pemex como el tesoro mexicano tuvieron un claro incentivo para impulsar la exploración y el desarrollo de los recursos internos de gas natural; una vez el precio y, por lo tanto, el costo de dichas importaciones acompañaron la rápida contracción del referente Henry Hub, las presiones por reemplazar las importaciones -ahora comparativamente baratas- de gas natural americano tendieron a mermar, al extremo en que México ha reducido sus importaciones de GNL desde otras fuentes en favor de duplicar las importaciones por ducto desde los Estados Unidos, desde alrededor de 25.8 MMmcd hacia fines de 2010 a niveles que en junio y octubre de 2012 alcanzaron más de 55 MMmcd.

Conclusión

Son persistentes las experiencias en el ámbito internacional, como lo atestiguan las de India, Egipto, México y Argentina, en las que los intentos por “domesticar” los precios internos del petróleo y del gas natural, sea a través de la regulación estatal, por medio de sendos mecanismos o fondos de “estabilización” o simplemente a través de la aplicación de subsidios, se han traducido, casi inevitablemente, en un incentivo al crecimiento del consumo por una parte y, por otra, en un desincentivo a las inversiones y a la actividad petrolera, eventualmente en la declinación de las reservas y la producción y, finalmente, en una nociva y, normalmente, creciente dependencia de las importaciones a precios significativamente mayores que los que se habrían obtenido de liberar las condiciones para la producción interna.

Son diferentes los casos, como los de Australia y Qatar, en los que la progresiva definición y acumulación de conocimiento sobre el potencial productivo de su prolífica geología petrolera a través de las inversiones inicialmente canalizadas a la exploración han permitido entrar en fases en las que las actividades de perforación se estabilizan en niveles adecuados para optimizar la explotación de los campos en el tiempo.

Queda claro, sin embargo, como puede recabarse de los diversos ejemplos abordados en el presente artículo, que donde las características geológicas -como en el caso de Europa- o las políticas sectoriales internas -como en el caso de Venezuela o Bolivia- no han sido los factores que imponen camisas de fuerza a la inversión petrolera, son

las señales del mercado, reflejadas en los precios que éste genera, las que en última instancia determinan la evolución de las actividades petroleras y de su dinamismo en el tiempo.

A este grupo pertenece Argelia, por ejemplo, cuyo impulso a las actividades de perforación por gas natural le ha permitido responder vertiginosamente a las señales producidas por Europa, su mercado natural de exportación, a través de precios de referencia regionales que reflejan el crecimiento de su demanda y la declinación de sus propias reservas y su producción.

El otro ejemplo, dramático por su impacto tanto en el mercado interno como internacional de gas y petróleo, es el de los Estados Unidos, el que ha generado notables fluctuaciones tanto en la dinámica de sus actividades de perforación primero por gas natural y después por petróleo, como en el boom sin precedente de la perforación horizontal, en la impresionante evolución de sus reservas y de su producción, en los precios de referencia de ambos productos y en la modificación de políticas sectoriales y estrategias de negocio en el hemisferio, desde México hasta Chile.

Los ejemplos abordados, sin ser desde ningún punto de vista exhaustivos, parecen indicar que en lo que se refiere a las actividades petroleras es, inevitablemente, el precio el que por acción u omisión siempre manda.

Febrero 2013