

## Petróleo, gas natural y geopolítica. Reflexiones desde la Argentina \*

*Felipe de la Balze*

El mundo de los hidrocarburos está inmerso en una revolución tecnológica que tendrá consecuencias trascendentes sobre la geopolítica y la economía mundial.

Nuestra civilización se basa en el consumo masivo de energía barata. El sostenimiento de los altos niveles de vida en los países avanzados y el veloz crecimiento en los países emergentes requieren que la oferta de hidrocarburos y otras fuentes de energía se incrementen en el futuro.

A pesar de todo lo que se comenta sobre las energías renovables, el petróleo y el gas natural mantendrán su primacía en el campo de la energía durante las próximas dos décadas.

De acuerdo a proyecciones recientes, para el año 2030, el petróleo podría representar aproximadamente el 29% del total de la energía consumida a nivel global. A su vez, el carbón representaría aproximadamente el 28%, el gas natural el 27%, las energías renovables el 11% (incluyendo la hidroeléctrica, la solar, la eólica y los biocombustibles) y la energía nuclear el 5% (1).

La situación energética mundial está marcada por rivalidades y por conflictos. Los principales consumidores de hidrocarburos son los países avanzados y algunos grandes países emergentes (en particular China y la India). Los exportadores están "sobre representados" por un reducido grupo de países emergentes, muchos de ellos políticamente inestables.

La mayor parte de las reservas de hidrocarburos (quizás el 85%) está en manos de gobiernos o de compañías estatales, mientras que la refinación y la logística del negocio siguen estando prioritariamente (más del 60%) en manos de empresas petroleras occidentales que, además, son responsables de la mayor parte de los avances tecnológicos del sector.

Estos desequilibrios geográficos, empresariales y tecnológicos respecto a la distribución y a la gestión de los hidrocarburos son la causa más importante de las tensiones geopolíticas.

### I. El mundo de la energía escasa y sus implicancias estratégicas

Después de la Segunda guerra Mundial, las necesidades de los países industrializados (que necesitaban más petróleo y gas del que podían producir) y de los países productores (con reservas excedentes y mercados internos limitados) crearon una matriz energética mundial que duró casi 30 años. Las condiciones pactadas usualmente favorecían a los países ricos y a sus empresas petroleras.

Esa dependencia mutua comenzó a deshacerse a mediados de la década de 1970 con la creación de un cartel de los países productores: la organización de Países Productores de Petróleo (oPEP).

Después, los principales productores se volvieron más cautelosos con sus recursos. Países como Arabia Saudita, Irán y Venezuela decidieron expandir su producción, aunque a tasas menores que las esperadas por los grandes consumidores. Además, comenzaron a usar el petróleo y el gas para abastecer a sus mercados domésticos e inclusive desarrollaron nuevas industrias intensivas en energía (como la petroquímica, los fertilizantes y la agricultura de riego).

Desde los inicios de la década de 1990, la urbanización, la industrialización y el creciente uso del automóvil en los países emergentes, comenzaron a presionar sobre la demanda e intensificaron la competencia entre los países consumidores.

A principios de la década del 2000, muchos de los principales campos petroleros descubiertos durante las décadas de 1960 y 1970 (en el Mar del Norte, en Alaska, e inclusive algunos de los mega yacimientos de Arabia Saudita, Irán, Iraq, México, Rusia y Venezuela) mostraban signos de agotamiento productivo.

Los respetados informes del *BP Statistical Review of World Energy* (2009) confirmaron que 30 de los 45 principales países productores de petróleo habían alcanzado su "cenit productivo" a inicios de la década del 2000 (el nivel máximo a partir del cual la producción de dichos países comienza a disminuir).

El mundo corría el riesgo de quedarse sin petróleo. Un nuevo orden energético estaba tomando forma. El eje del equilibrio de poder entre productores y consumidores se movía claramente en favor de los primeros.

Los síntomas del cambio eran evidentes. Las *royalties* y los impuestos cobrados a las empresas internacionales se incrementaban. Las condiciones de acceso a las reservas se volvían más restrictivas. Los países productores profundizaban el control del Estado sobre la actividad.

Estas restricciones incentivaron la búsqueda de otras fuentes de energía. Pero las fuentes alternativas no ofrecían la masa crítica suficiente para resolver el problema.

El carbón mantenía su enorme relevancia en la generación de electricidad pero con un destino acotado por ser altamente contaminante. Las innovaciones tecnológicas necesarias para reducir el dióxido de carbono emitido están aun en etapa de desarrollo.

\* Comunicación del académico Felipe de la Balze en sesión privada de la Academia Nacional de Ciencias Morales y Políticas, el 12 de septiembre de 2012. Este artículo corresponde a la publicación de dicha institución en noviembre de 2012 ISSN: 0325-4763

A su vez, se intentó extender el uso del carbón al transporte a través de la conversión del carbón en combustible líquido (África del Sur y China). Pero el procedimiento es costoso y el balance energético es por ahora negativo (la energía consumida en el proceso de conversión es superior a la generada).

La **energía nuclear**, después de años de letargo, comenzó a levantar cabeza a fines de la década de 1990. Algunos países, entre ellos la Argentina (Atucha II), decidieron completar proyectos inconclusos. Otros autorizaron la puesta en funcionamiento de usinas paradas (Alemania, gran Bretaña y Japón) o anunciaron el lanzamiento de nuevos proyectos (China, Corea, la India y Rusia).

Desafortunadamente, el altísimo costo de inversión de las nuevas usinas nucleares y las gravísimas consecuencias del derretimiento del reactor en la usina de Fukushima (Japón, marzo, 2011) pusieron paños fríos al renacimiento del sector.

Las **energías renovables alternativas** (principalmente el etanol, el biodiesel, la energía solar y la eólica) tomaron vuelo durante los últimos años. Las mismas están creciendo velozmente, apoyadas por importantes estímulos gubernamentales.

Son menos contaminantes que los hidrocarburos y el carbón, pero no tienen el potencial productivo y comercial para reemplazarlos. Representaban el 0,5% de la capacidad energética instalada en el año 2000, menos del 1,5% en la actualidad y quizás alcancen el 4% en el año 2030.

Los **biocombustibles** (principalmente el biodiesel y el etanol) crecerán rápidamente en el futuro. Compiten con el petróleo en la provisión de combustible para la industria del transporte. Se pueden mezclar con las naftas y el gasoil, son fácilmente adaptables a los sistemas de distribución y almacenamiento existentes y no requieren cambios en los motores.

Varios países con sectores agrícolas importantes, como los Estados Unidos, Brasil, Alemania, Francia y la Argentina, se han lanzado a su promoción.

Algunos observadores cuestionan la utilización de materias primas que se usan para producir alimentos como combustible. Indudablemente, el crecimiento en el uso de los biocombustibles está restringido por el alza de los precios de los productos agrícolas utilizados como insumos (principalmente el azúcar, el maíz, la soja, la colza y el aceite de palma). Además, cuando los precios internos de los hidrocarburos no están en línea con los precios internacionales (como es el caso argentino), las oportunidades de inversión en el sector se ven acotadas.

La **energía solar y la eólica** son las que reciben la mayor cobertura en los medios de comunicación. Son también las que reciben los mayores subsidios de los gobiernos. Su desarrollo durante los últimos años ha sido significativo, pero su potencial es limitado debido a sus altos costos y desventajas operativas.

La energía eólica, que se genera a partir del viento, es la más importante y la más atractiva desde la perspectiva de los costos, los cuales varían por país y por región. En los Estados Unidos, el costo por megawatt hora (MWh) es aproximadamente un 50% superior al de las usinas eléctricas que utilizan carbón y casi el doble de las que utilizan turbinas a gas de ciclo combinado.

La naturaleza intermitente del viento y del sol causa fluctuaciones difíciles de manejar en la generación de electricidad. La capacidad instalada tiende a ser muy superior a la generada, lo que incrementa significativamente los costos de in-

versión. Además hay que realizar cuantiosas inversiones en los sistemas de transmisión.

La energía eólica y la solar crecerán en importancia durante las próximas décadas, pero no serán la panacea para los problemas energéticos mundiales. En líneas generales, a mediados de la década pasada, el panorama energético era incierto y muchos pensaban que el petróleo y el gas se volverían escasos y caros por falta de descubrimientos de envergadura.

Las derivaciones geopolíticas de la presunta escasez eran bastante claras.

Los países del **Medio Oriente y África del Norte** (que controlan el 62% de las reservas petroleras mundiales y el 42% de las reservas de gas natural) conservaban su rol privilegiado en la producción mundial.

La **OPEP** salvaguardaba su posición determinante en la fijación de los precios internacionales.

La **Unión Europea** dependía para sus suministros principalmente del Medio Oriente, África del Norte y Rusia. Europa no tiene una política energética común y es pobre en recursos energéticos. Cuenta con solo el 2,5% de las reservas mundiales probadas de hidrocarburos, mientras que consume el 20%.

Rusia, el principal proveedor de gas natural de Europa, conserva una influencia geopolítica relevante en la región. Para la dirigencia rusa, las grandes compañías petroleras y gasíferas (entre ellas Gazprom, Lukoil y Rosfnet) son instrumentos claves de la política exterior.

Gazprom, la principal productora y exportadora de gas natural mundial (con 300.000 empleados y 160.000 kilómetros de gaseoductos) está presente en 20 países europeos. Es responsable de casi el 30% del gas natural consumido en Europa y ejerce un cuasi monopolio sobre el transporte de hidrocarburos en el territorio ruso. Esto le permite indirectamente controlar la producción de las ex repúblicas soviéticas de la región del Mar Caspio y de Asia Central, que son tributarias de los gaseoductos rusos.

Los **Estados Unidos** se han vuelto crecientemente dependientes de la importación (12 millones de barriles diarios de petróleo en el 2005) lo que ha generado una fuerte preocupación en Washington.

En principio, eran menos dependientes del Medio Oriente que Europa, pues importaban casi la mitad de su crudo de tres países del continente americano (Canadá, México y Venezuela). Pero la producción de hidrocarburos convencionales de México y Canadá había alcanzado un pico a fines de la década de 1990 (la relación reservas/producción era menos de 10 años) y la Venezuela de Hugo Chávez no parecía ser un proveedor demasiado confiable.

Además, el mundo dependía cada vez más de una extensa **cadena de logística y transporte**. La mitad del petróleo consumido diariamente (más de 40 millones de barriles) traspasaba las fronteras mayoritariamente en barcos tanques que surcaban los mares.

La extensa cadena de suministros agravaba la ansiedad de que un acontecimiento político, un acto terrorista, un conflicto militar, o una catástrofe natural en uno de los países productores pudieran afectar seriamente la economía mundial.

La amenaza de un conflicto militar entre Israel e Irán y el cierre del Estrecho de Ormuz en el golfo Pérsico (por donde circula diariamente casi el 20% del petróleo mundial)

no pueden ser descartados de plano a pesar de la presencia de la VI Flota norteamericana en sus adyacencias. También son áreas de alto riesgo el Canal de Suez y el Estrecho de Malaca (entre Malasia y Singapur).

En resumen, a mediados de la década pasada parecía que el sistema mundial energético se desarticulaba. Grandes exportadores como Rusia y Venezuela utilizaban la provisión de petróleo y gas natural para impulsar sus objetivos de política exterior.

Otros países petroleros como Irán y Ecuador usaron su papel de proveedores de energía como un arma en disputas diplomáticas. Inclusive, países pequeños como Bolivia fueron capaces de estatizar sorpresivamente los campos gasíferos de la principal compañía presente en su país (Petrobras), afectando los intereses estratégicos de su gran vecino, Brasil.

En este contexto de escasez y creciente dependencia de la importación, la “seguridad energética” se convirtió en una preocupación central en la política de las grandes potencias.

Los Estados Unidos y Europa estaban dispuestos a utilizar la influencia diplomática e inclusive el poder militar para proteger las vías de suministro, mantener la estabilidad de las regiones petroleras y defenderlas de cualquier ataque externo.

La extensa presencia militar de los Estados Unidos y sus aliados en el Medio Oriente y las sucesivas intervenciones militares directas o encubiertas en dicha región confirman dicho razonamiento.

El Secretario general de la OPEP corroboró públicamente dicha estrategia cuando declaró en agosto del 2006, que “la alianza consideraría el uso de la fuerza si las líneas de abastecimiento eran amenazadas”.

## II. La revolución de los “hidrocarburos no convencionales” y sus implicancias geopolíticas

Aquellos que dudan de la capacidad del mercado y del sistema de precios para transformar la realidad deberían prestar atención a lo sucedido durante los últimos años.

La violenta suba de precios del petróleo durante la década pasada fue devastadora para el consumidor norteamericano. No obstante, generó un fuerte incentivo a la introducción de innovaciones tecnológicas que permitieron extraer petróleo y gas de yacimientos que antes no tenían potencial comercial.

Ya hace muchos años que se sabía que los recursos de “hidrocarburos no convencionales” eran importantes, pero su explotación era considerada costosa y técnicamente complicada.

La revolución se inició en los Estados Unidos y se está extendiendo al resto del planeta. Se trata principalmente de extraer petróleo y gas en las rocas de esquisto (“shale gas and oil”), en las arenas bituminosas (“oil sands”), en los yacimientos en las profundidades de los lechos marinos (“deep water oil and gas”) y en la recuperación secundaria en pozos supuestamente agotados.

Las nuevas técnicas de “fractura hidráulica” y de “perforación horizontal” aumentaron la capacidad de la industria para extraer hidrocarburos de formaciones geológicas sedimentarias y de baja permeabilidad que antes no ofrecían un potencial productivo.

En materia de exploración de gas y petróleo de esquisto, el número de equipos de exploración operando en los Estados Unidos se incrementó aproximadamente de 800 en el año 2002, a más de 2000 equipos en el año 2010, y se comenzó a

explorar masivamente utilizando las nuevas tecnologías.

La producción de gas natural de esquisto en los Estados Unidos se incrementó de tan solo 1.000 millones de metros cúbicos en el año 2000 a aproximadamente 150.000 millones este año.

El incremento de la oferta redujo el precio del gas natural de uS\$12 por mil pies cúbicos en el año 2006 a uS\$3,50 en la actualidad, lo que está impulsando la sustitución del carbón por el gas natural en numerosas plantas eléctricas.

El gobierno norteamericano estima que hay 24 billones de metros cúbicos de gas natural “técnicamente recuperables” en su país y que las reservas mundiales alcanzarían los 186 billones de metros cúbicos (2).

Los principales yacimientos probados fuera de los Estados Unidos estarían en China (36 billones de metros cúbicos), Argentina (22 billones), México (19 billones), Sudáfrica (14 billones) y Canadá (11 billones).

El comercio internacional de gas natural líquido (LNG) también cobró vuelo durante los últimos años. La expansión del LNG ha diversificado el comercio internacional del gas natural introduciendo nuevos proveedores y brindando a los importadores la oportunidad de diversificar las fuentes de suministro.

La tecnología de enfriamiento del gas natural para transportarlo en barco tanque era conocida desde hace muchos años, pero la construcción de plantas terminales (para enviar y recibir el gas licuado), de plantas regasificadoras (para reinyectarlo en el sistema local de gasoductos) y de gigantescos barcos tanques (para transportarlo) son fenómenos contemporáneos.

El suministro se negocia directamente entre los exportadores y los importadores a través de contratos de largo plazo. Qatar, Malasia, Indonesia, Nigeria, Argelia y Australia son los principales exportadores. Japón, Corea del Sur, España, Francia y Gran Bretaña son los mayores importadores.

La abundancia y la disponibilidad del gas natural transforman el panorama energético mundial. Durante las próximas dos décadas, el gas natural sustituirá gradualmente a otros combustibles en la generación de electricidad, en la calefacción y, en menor medida, en el transporte. Tiene, además, la ventaja de ser menos contaminante que el petróleo y el carbón.

En materia de petróleo no convencional (“shale oil”), los resultados aunque más modestos, también han sido significativos. La producción petrolera norteamericana, que había declinado durante las últimas dos décadas, se incrementó un 12% durante los últimos tres años y las importaciones se redujeron casi un 25% (a 9 millones de barriles diarios en la actualidad).

Se estima que la producción de petróleo no convencional en los Estados Unidos podría incrementarse de los 900.000 barriles diarios en el 2011 a 3 millones para el año 2022.

El aspecto controvertido de las nuevas tecnologías es su impacto en el medio ambiente y en particular la amenaza de contaminar las aguas subterráneas. La “fractura horizontal” demanda enormes volúmenes de agua y químicos y grandes estanques para almacenar el agua cargada químicamente que vuelve a la superficie tras la operación.

Hasta ahora hay poca evidencia de que la “fractura horizontal” produzca daños ambientales significativos (se han perforado más de 10.000 pozos no convencionales en los

Estados Unidos), pero el riesgo existe y requiere un cuidadoso monitoreo.

Seguramente, la producción de gas y petróleo “no convencional” se difundirá primero en zonas menos pobladas. Los peligros de contaminación y la necesidad de disponer de mucho agua podrían dificultar la explotación en muchas regiones de China y de Europa.

En materia de **petróleos pesados**, la innovación tecnológica también ha mostrado resultados importantes. La Agencia Internacional de Energía estima que representan aproximadamente el 2% de la producción petrolera mundial actual y podrían alcanzar el 8% en 20 años.

La producción de crudos en las **arenas bituminosas en Canadá** se incrementó sustancialmente en los últimos años. Dichos incrementos son el resultado de avances en los campos de la ingeniería aplicada, del alza de los precios del petróleo y de un entorno jurídico estable y pro inversión privada.

El recurso está concentrado en la Provincia de Alberta y se estima que con los precios actuales podría extraerse un volumen económicamente explotable de 175.000 millones de barriles de crudo.

El petróleo surge del bitumen (un asfalto), que es la fracción orgánica de las rocas. Se extrae mediante procesos mineros y químicos utilizando agua y sustancias solventes. El procedimiento mecánico y químico produce un “crudo sintético” que luego es transportado por oleoducto a las refinerías.

En el año 2011 se produjeron casi 1,5 millones de barriles diarios superando las exportaciones totales de petróleo realizadas por Libia antes de la reciente guerra civil.

Las mayores objeciones a la explotación del petróleo de arenas bituminosas apuntan al impacto ambiental de la actividad.

Además, los Estados Unidos son virtualmente los únicos compradores de los crudos pesados canadienses. Para aumentar la producción, tendrán que realizar inversiones en refinerías (especialmente diseñadas para procesar dichos crudos) y en la construcción de un oleoducto de 2.700 kilómetros de extensión que conectaría los campos petroleros de Alberta con la demanda petrolera en la costa del golfo de México.

Resueltos estos problemas, y si los precios se mantienen altos, la producción petrolera canadiense podría alcanzar los 3 ó 4 millones de barriles diarios en los próximos diez años.

Las reservas mundiales más importantes de **crudos extrapesados** se encuentran en **Venezuela**. Las reservas se encuentran en el margen izquierdo del río Orinoco y se estima que con los precios actuales se podrían extraer entre 150.000 y 220.000 millones de barriles de crudo.

Se trata de un hidrocarburo no convencional que se vuelve pastoso una vez en la superficie, lo que conlleva graves problemas de transporte y procesamiento. Para transportarlo por barco o por oleoducto, es necesario calentarlo o mezclarlo con un diluyente o con un crudo más liviano.

En la década de 1990, PDVSA (la compañía estatal venezolana) conformó una serie de “asociaciones estratégicas” con compañías multinacionales (entre ellas Exxon, Chevron, Conoco Phillips, BP, Total y Statoil) para desarrollar dichos yacimientos.

Los avances en la producción fueron alentadores aunque moderados (se llegó a producir 500.000 barriles diarios) porque con precios internacionales bajos, los incentivos para avanzar con la explotación del recurso eran reducidos.

A mediados de la década del 2000, el presidente Chávez transformó los “joint ventures” anteriores en empresas mixtas controladas por el Estado. Como consecuencia, la mayoría de las empresas multinacionales se retiraron de Venezuela e iniciaron juicios contra el Estado venezolano.

A posteriori, el gobierno venezolano dividió la Faja del Orinoco en 27 bloques y firmó convenios (en distinto grado de concreción) con compañías rusas, chinas, europeas y latinoamericanas (ENARSA participa en el bloque 6-Ayacucho cuyas reservas ascenderían a 19.000 millones de barriles).

La meta que se ha fijado el gobierno venezolano de aumentar la producción a tres millones de barriles en cinco años es irrealista. Las empresas elegidas, con criterio más político que empresarial, no cuentan con la experiencia ni con la tecnología apropiada. Además, en el marco de las políticas anti-inversión privada del gobierno actual, es imposible conseguir los fondos para llevar a cabo la inversión prevista (200.000 millones de dólares).

La producción de **petróleo y gas en los lechos marinos profundos** representa una nueva frontera productiva. Dicha producción es costosa y operativamente compleja, pero ofrece la posibilidad de acceder a regiones del mundo donde todavía se descubren yacimientos gigantes.

La exploración y producción de petróleo y gas *offshore* conoció su primer auge en el Mar del Norte durante las décadas de 1970 y 1980 y se extendió luego a las plataformas continentales de diversas regiones del mundo, inclusive de la Patagonia argentina.

Durante los últimos años, los precios altos impulsaron la exploración de hidrocarburos en aguas más profundas. Los progresos realizados en el diseño de las plataformas marinas, en el equipamiento para realizar las perforaciones y en las técnicas necesarias para hacer funcionar adecuadamente los sistemas de extracción y transporte posterior han sido formidables. Los límites del desarrollo marino *offshore* que eran los 200 metros de profundidad en el año 1970 ahora exceden los 4000 metros.

Los esfuerzos de exploración y producción *offshore* están concentrados fundamentalmente en tres regiones: el golfo de México, el Atlántico brasileño y el oeste de las costas africanas de Angola, Ghana, Nigeria y Mozambique.

En Brasil, la producción de petróleo en la plataforma marítima –inexistente a comienzos del año 2000– podría alcanzar los 5 millones de barriles diarios en los próximos diez años.

También se proyectan sustanciales incrementos en la producción de petróleo en el golfo de México (2-3 millones de barriles diarios en diez años) y en las costas oeste de África.

También existe la posibilidad de extraer petróleo *offshore* en el Mar de China y en las aguas del Ártico, lo que ya genera discusiones y roces diplomáticos/militares en los respectivos vecindarios.

En resumen, **la adicción del mundo a los hidrocarburos no terminará pronto como resultado de una genuina escasez, aunque los costos de extracción serán más altos que en el pasado.**

Gradualmente, el petróleo “no convencional” se va a convertir en “convencional” y nuevas áreas que no habían sido exploradas se incorporarán gradualmente a la frontera de producción. La industria petrolera mundial está pasando

de ser una industria de extracción a ser un negocio manufacturero.

Las modificaciones en curso en los mercados energéticos impactan de lleno en el balance de poder mundial creando ganadores y perdedores.

El posicionamiento internacional de los Estados Unidos se ve favorecido. Sus empresas están a la vanguardia en el desarrollo de la energía no convencional. Posiblemente en diez años, los Estados Unidos serán los primeros productores mundiales de crudo y gas natural, sobrepasando a Arabia Saudita y a Rusia. Los Estados Unidos concentrarán sus importaciones prioritariamente en países amigos y democráticos como Canadá, México y Brasil. La probabilidad de que una crisis en el Medio oriente interrumpa el suministro de crudo disminuirá significativamente. Los Estados Unidos mantendrán una presencia importante en dicha región, pero su involucramiento militar será menor que en el pasado.

Mientras que los Estados Unidos marchan hacia la "independencia energética", Europa se volverá más dependiente del crudo importado del Medio oriente y del África del Norte, y del gas natural suministrado por Rusia.

Europa no tiene alternativas claras para sustituir a los hidrocarburos. Las energías renovables tienen un potencial de expansión limitado y la energía nuclear encuentra en la actualidad severos límites en la oposición de los grupos ambientalistas.

El tema de la seguridad energética cobrará mayor importancia en la política exterior europea. Una Europa preocupada con sus suministros estará dispuesta a realizar acciones diplomáticas y militares para mantener la estabilidad política de los países del Medio oriente y África del Norte así como de sus vecinos de Europa del Este (por donde transita el gas ruso). La reciente intervención militar (liderada por Francia y gran Bretaña) para derrocar a Gadafi en Libia, es un botón de muestra.

Desafortunadamente, la falta de una política energética común dificulta el posicionamiento europeo respecto a Rusia. Los cortes de Gazprom al suministro de gas natural a Ucrania, Bielorrusia y Polonia durante los últimos años dejaron un sabor amargo en las cancillerías europeas.

Como es mucho más barato transportar el gas natural por gasoducto que por barco tanque, Rusia tiene una ventaja competitiva que será difícil soslayar. Las negociaciones de los próximos años determinarán si Europa y Rusia son capaces de crear una interdependencia fructífera basada en intereses económicos compartidos o si el suministro de gas se volverá un tema político conflictivo.

De todas formas, las naciones europeas se esforzarán por diversificar sus fuentes de aprovisionamiento. Ya han intentado, con resultados limitados, desarrollar rutas alternativas para importar hidrocarburos desde las ex repúblicas soviéticas, como Azerbaiyán y Turkmenistán a través de Irak y Turquía.

La importación de gas natural licuado de Qatar, Argelia y la costa oeste africana se presenta como una alternativa realista, aunque más costosa, para asegurar un mínimo de diversificación a las importaciones energéticas de la región.

Por su parte, China, fuertemente deficitaria en materia de hidrocarburos, importará una porción creciente de sus necesidades. Se estima que el crecimiento de la demanda será muy superior al de la oferta local y que para el 2020 China importará aproximadamente el 70% de su petróleo, el 40% de su gas natural y más del 15% de su carbón.

La dirigencia china es consciente de que el crecimiento económico de su país depende del acceso a la energía segura y económica. La búsqueda de proveedores confiables será un tema de enorme importancia en el diseño de su política internacional.

China intentará fortalecer su presencia e influencia económica y política en el Medio oriente, África, Asia Central y América latina. Para reducir su dependencia desarrollará alianzas estratégicas con países exportadores de energía como Rusia, Venezuela, Arabia Saudita, Irán y otros países latinoamericanos y africanos. Las grandes inversiones de sus compañías petroleras estatales (como Cnooc, Sinopec y Sinochem) en el exterior serán moneda corriente.

Una China muy preocupada por su acceso a la energía será más propensa a desarrollar una política exterior asertiva y a involucrarse en temas militares y de seguridad más allá de sus fronteras, como lo hicieron en el pasado los Estados Unidos.

Europa y los Estados Unidos serán sus principales competidores en la búsqueda de recursos energéticos. Esto tendrá consecuencias relevantes para el equilibrio geopolítico mundial. La competencia estratégica por la energía podría convertirse en causa de disputas, como ocurrió con Japón durante los años previos a la Segunda guerra Mundial.

Una última consecuencia estratégica de la revolución tecnológica mencionada es una reorientación geográfica en la estrategia inversora de las grandes empresas petroleras occidentales.

Las grandes petroleras enfrentan tradicionalmente un dilema: o invierten en petróleo que es fácil de extraer pero que está localizado en países riesgosos, o pueden buscar oportunidades en países estables donde la extracción exige técnicas de producción caras y complejas.

Durante décadas habían extraído petróleo de países en vías de desarrollo.

Ahora, le dedican una porción creciente de sus recursos a las oportunidades que se presentan en los países desarrollados (los Estados Unidos, Canadá, Australia) y los países emergentes democráticos y estables, como Brasil y quizás en el futuro la Argentina, si ofrecen condiciones operativas y legales apropiadas.

### III. Reflexiones sobre la 'independencia energética' argentina

La Argentina enfrenta en materia energética serios problemas que necesitan encontrar solución. La Argentina perdió gradualmente durante los últimos diez años la independencia energética que trabajosamente había logrado a partir de 1960.

La exploración de riesgo, el verdadero corazón de la industria del petróleo y el gas, refleja un notable retroceso.

La producción petrolera argentina cayó un 30% desde 1999 hasta la actualidad y la de gas un 15%. Pero es aun más grave es la disminución de las reservas petroleras (casi un 20%) y gasíferas (casi un 50%), consecuencia directa de la falta de inversión en exploración y desarrollo.

Las importaciones de petróleo, gas natural y electricidad aumentan todos los años. En el año 2012, las importaciones podrían exceder los US\$11.000 millones y dicho monto podría incrementarse más del 20% el año que viene.

Que nuestro crecimiento futuro dependa de las impor-

taciones de gas natural licuado (que se re gasifica en las plantas de Escobar y Bahía Blanca) es carísimo y además quedamos sujetos a una larga y riesgosa cadena de suministros marítimos originados en países alejados económica, geográfica y culturalmente del nuestro, con todos los riegos que eso implica.

El costo de importar el gas natural desde Bolivia ronda los US\$10 por millón de BTU y las compras de gas natural licuado de ultramar ronda los US\$16 el millón de BTU, muy por encima de los US\$2,5 que recibe un productor de gas en nuestro país.

También se desarmó el proyecto de integración energética regional que nos había transformado en un importante proveedor de gas natural a Chile y un incipiente exportador de energía al Uruguay y al sur de Brasil. La exportación de energía a los países vecinos era un activo estratégico y comercial importante que hemos dilapidado.

Las políticas sectoriales instrumentadas por las administraciones Kirchner son las responsables por estos magros resultados. Políticas gubernamentales pocos felices (controles de precios, masivos subsidios al consumo y permanentes modificaciones en las reglas del juego) fueron las causantes de una profunda descapitalización del sector (Alieto Guadagni estimó que la merma de las reservas representa una pérdida de capital de más de US\$ 200.000 millones).

La independencia energética es vital para un país que se precie de ser soberano. Nuestro país necesita una nueva política energética que atraiga al sector las inversiones de riesgo necesarias para recuperar la autosuficiencia energética y quizás – si los resultados exploratorios son promisorios– transformarnos en un exportador regional.

Cuanto más dependamos de nuestra propia energía, menos expuestos estaremos a las consecuencias negativas de un corte en la cadena de suministros o de una suba descontrolada de los precios internacionales.

Si tenemos que importar, siempre nos convendrá más importar energía de nuestros vecinos de la región (Bolivia, Brasil y Perú) que tienen lazos comerciales y políticos más estrechos con nuestro país, que de economías lejanas con las cuales tenemos pocos contactos. Además, los costos de transporte son mucho menores.

No hay una solución única al problema de la energía argentina. La mejor forma de responder a las necesidades energéticas del país –a costos razonables y tomando en cuenta el impacto ambiental– es utilizando un abanico de fuentes de energía inclusive las fuentes hidroeléctricas y el biodiesel.

Pero el corazón de la estrategia para recuperar la independencia energética pasa por incentivar la inversión de riesgo e incrementar sustancialmente las reservas y la producción de petróleo y gas natural.

Los lineamientos de la solución pasan por:

1. Definir una política de precios y un marco legal que incentiven la exploración de gas natural y petróleo, “convencional” y “no convencional” y, que además sean capaces de atraer la inversión de riesgo a nuestra amplísima plataforma marítima.
2. Recuperar paulatinamente el precio final del gas natural en boca de pozo en las cuencas productivas que aun no han agotado su potencial exploratorio y de desarrollo. Con mejores precios se observaría un incremento casi inmediato de entre un 20% y 40% de las reservas probadas y se incentivaría la exploración y producción de otros campos gasíferos.
3. Elaborar una estrategia para intentar concretar la importa-

ción desde Bolivia de los 20 millones de metros cúbicos/día adicionales que ya fueron negociados entre ENARSA y yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (2006).

Para ello, habría que completar el proyecto del gaseoducto noroeste y conseguir que un grupo de compañías privadas y estatales realicen las inversiones necesarias para explorar y desarrollar los campos de gas bolivianos (aproximadamente US\$ 1500 millones).

Desafortunadamente las condiciones actuales en Bolivia para atraer inversiones que permitan desarrollar el potencial geológico en materia de gas natural son inadecuadas. El gobierno del presidente Morales se ha beneficiado enormemente de las inversiones realizadas durante la década de 1990 pero no ha sido capaz de definir un marco regulatorio para atraer nuevas inversiones. La ley de Hidrocarburos actual no ofrece protección para la inversión ni un sistema razonable de solución de controversias.

Quizás sería conveniente intentar que nuestro gobierno y un pool de empresas argentinas y extranjeras (relacionadas con nuestro país) negocien con el gobierno boliviano un programa de inversiones que goce de estabilidad operativa y legal (como hizo Petrobras y el estado brasileño durante la década de 1990).

4. Avanzar a toda marcha en la exploración y el desarrollo de los proyectos de gas y petróleo no convencional facilitando la asociación de YPF y otras petroleras locales con las compañías internacionales con “know how” en la explotación de dichos yacimientos.

La Agencia Internacional de Energía sostuvo en un informe reciente que la Argentina es el tercer país del mundo con mayor potencial en hidrocarburos no convencionales, particularmente en las cuencas Neuquina y del Noroeste.

Para transformarnos en un importante productor, y quizás exportador, de “hidrocarburos no convencionales” tendremos que modernizarnos tecnológicamente y atraer grandes inversiones.

5. Explorar la plataforma marina. Hasta que no se explore con nuevas técnicas y equipos, no podremos saber realmente el potencial que tenemos en materia de petróleo *offshore*.

Un paso concreto para avanzar en la recuperación de nuestras Islas Malvinas es explorar el potencial productivo de nuestra plataforma marítima “*offshore*”.

Irónicamente, es la administración británica de las Islas la única que ha avanzado en el otorgamiento de licencias de exploración en áreas disputadas con nuestro país. Los avances exploratorios realizados por las compañías *Rockhopper* y *Premier Oil* en las aguas al sur de las Malvinas son un serio llamado de atención.

Las medidas tomadas por el gobierno nacional para disuadir que compañías extranjeras participen de las licitaciones no han sido efectivas hasta ahora y necesitan ser redefinidas a partir de una estrategia más abarcativa que incluya un programa serio y ambicioso de exploración en nuestras áreas atlánticas australes.

Para incrementar la producción y recuperar la “independencia energética” necesitamos definir una política energética integral orientada a atraer importantes inversiones locales y extranjeras de riesgo. Se requiere perentoriamente una “política de estado” que refleje consensos básicos en la sociedad y genere certidumbre y rentabilidad de largo plazo para los inversores.

Sólo con esa política energética seremos capaces de recuperar la independencia energética perdida, reconstruir un proyecto de integración regional que fortalezca nuestra posición internacional y sentar bases sólidas para poder negociar con el Reino Unido el futuro de las Islas Malvinas y establecer en el Atlántico Sur una sólida presencia económica y estratégica.

Notas:

- (1) Estimación propia a partir de los datos provistos por la International Energy Agency (World Energy outlook, París, 2011) y BP Statistical Review of World Energy (London, January, 2012).
- (2) U.S. Energy Information Administration. World Shale gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States, Washington D.C., April, 2011.