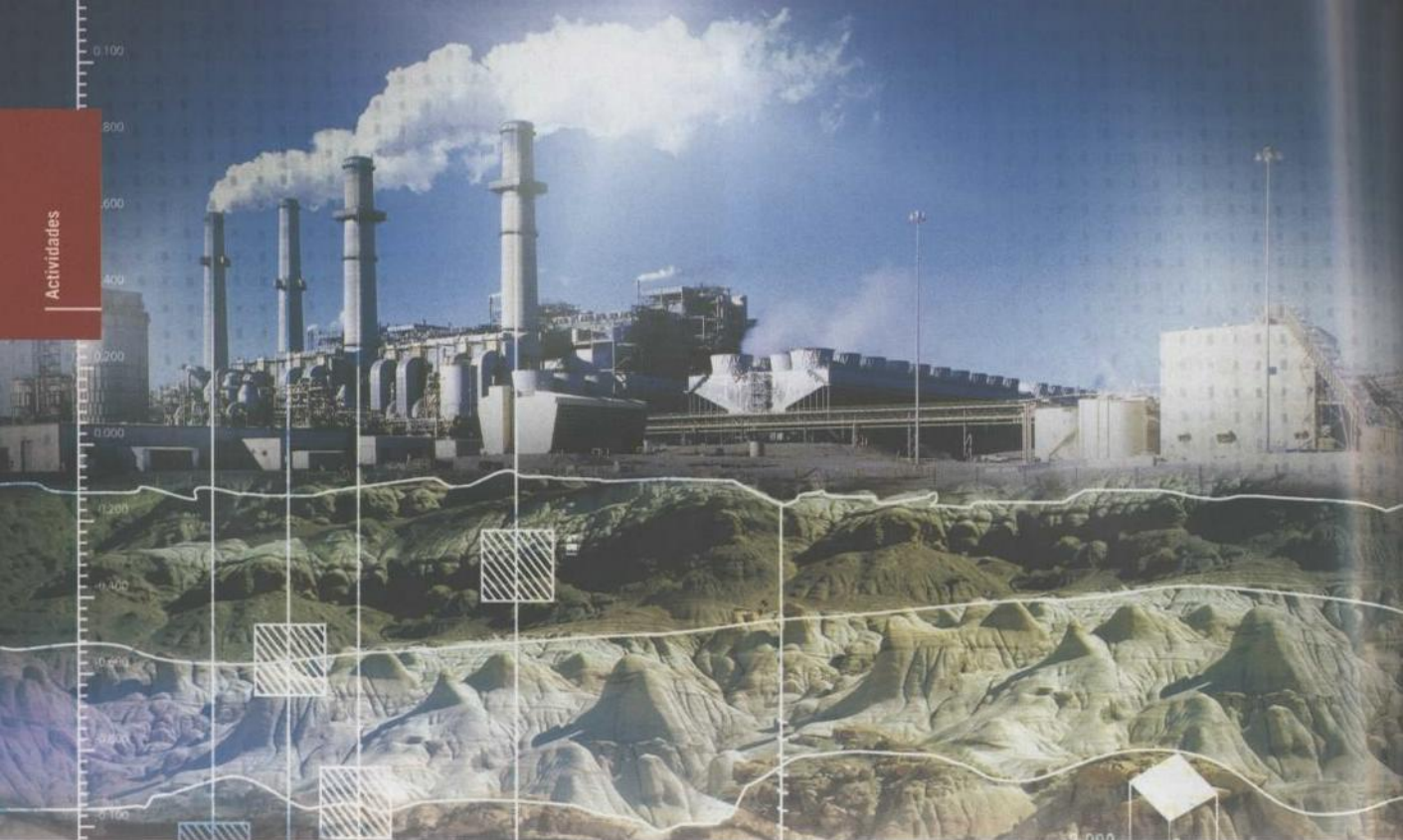




Análisis de la provisión futura de gas a la Argentina

Comparación del gas de Tight Sands con otras opciones importadas

Por **Eduardo Barreiro**
Consultor independiente

Diversos representantes de la industria participaron el pasado 24 de abril de una presentación llevada a cabo por el licenciado Eduardo Barreiro, consultor independiente y miembro del IAPG. El encuentro se llevó a cabo en el Auditorio de la Sede Central del Instituto y tuvo como objetivo analizar y debatir la actualidad del Tight Gas en nuestro país. El presente es un apretado resumen de la citada presentación.

El Tight gas, o gas de Tight Sands, aparece en formaciones de muy baja permeabilidad. Se define internacionalmente a este gas como el gas presente en formaciones de 0,1 md (mili Darcy) de permeabilidad o menos, en lugar de 100 o más que caracterizan a un reservorio convencional. Eso causa que el flujo de gas por unidad de área de contacto entre el pozo y la formación sea muy bajo; y la producción por pozo resulta menor a la décima parte de la de un pozo convencional.

La cantidad de reservas mundiales de gas de Tight Sands es grande, como se observa en la figura 2. En EE.UU., el 15% de la producción de gas total pertenece al Tight Gas; claro que el precio que se paga por éste es similar al del Henry Hub, que a comienzos de julio de 2008 está alrededor de 13,4 dólares por millón de BTU.

Las reservas de gas (o sea las cantidades que se pueden producir) dependen del precio del gas. En la figura 3 se observa un gráfico realizado por el gobierno de Estados Unidos (United States Geological Service) para una de las cuencas productoras de gas.

Para producir gas de Tight Sands, la práctica más elemental es disminuir el espaciamiento entre los pozos, ya que el área de drenaje es menor que en un yacimiento convencional, debido a la baja permeabilidad.

El espaciamiento normal de pozos de gas convencionales en Canadá y Estados Unidos es del orden de un pozo cada 2,6 km². En cambio, para pozos de Tight Sands, Canadá ubica un pozo cada 0,32 km² (área de drenaje 8 veces menor) y Estados Unidos utiliza hasta un pozo cada 0,086 km² (30 veces más pozos).

De lo anterior se deduce que la inversión que se debe realizar para producir Tight Sands es mucho mayor que la de un yacimiento convencional.

Una alternativa posible es la perforación de pozos horizontales, que aumentan el área de contacto con la formación. Generalmente se perforan interceptando fracturas naturales, porque eso incrementa el área de contacto entre el pozo y la formación sin tener que fracturar artificialmente.

También es posible perforar varios pozos horizontales desviados de un único pozo vertical (pozos multilaterales), minimizando el impacto ambiental.

La utilización de estos pozos es usual en la producción de Tight Gas, pero mucho más costosa que perforar un pozo vertical convencional.

Se usan tecnologías modernas para perforar pozos de Tight Gas, como la perforación desbalanceada (UBD, Under Balanced Drilling). En lugar de usar inyección convencional (base agua o inversa), se usan espumas o gases, y se logra disminuir la presión en el pozo y la invasión de la formación, evitando o disminuyendo el daño de formación. Al perforar, el fluido convencional –con su carga de sólidos– ocluye a veces las entradas, pero con este sistema no se producen obstrucciones y se mejora la producción inicial.

Otra opción es el perfilaje y las mediciones durante la perforación, que permiten encontrar las mejores zonas para poner el pozo en producción.

La fractura del pozo es una operación por la cual se inyecta un fluido a altas presiones, rompiendo la formación para aumentar el área de contacto entre ésta y el pozo. Con el fluido se inyectan arenas especiales (o sólidos esféricos sintéticos) de manera que cuando cesa la presión, los sólidos quedan en la formación, ampliando el área de contacto y la permeabilidad (figura 4).

También se utilizan macrofracturas y multifracturas (figura 5). Aunque tienen un alto costo, estas técnicas permiten aumentar mucho el área de drenaje y la producción del pozo. Las fracturas normales en un pozo de gas utilizan 300 bolsas de arena de fractura, las macrofracturas usan 10.000 bolsas o más.

La operación que requiere más inversión en la producción de este gas es la de perforación, pero previamente hace falta saber dónde perforar y cómo; y esto también implica un costo que involucra actividades multidisciplinarias, como la interpretación geológica de imágenes satelitales, la aeromagnética de alta definición, la sísmica 2D y 3D.

La tecnología de detección de fracturas naturales puede impactar comercialmente en los desarrollos de reservorios de gas de Tight Sands, mucho más que cualquier otra tecnología simple, particularmente en entornos en los

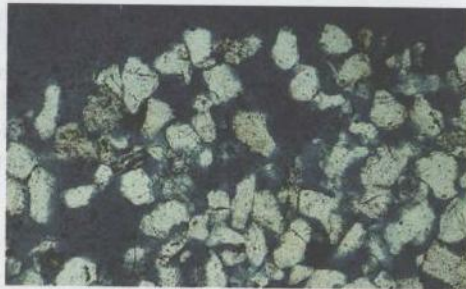
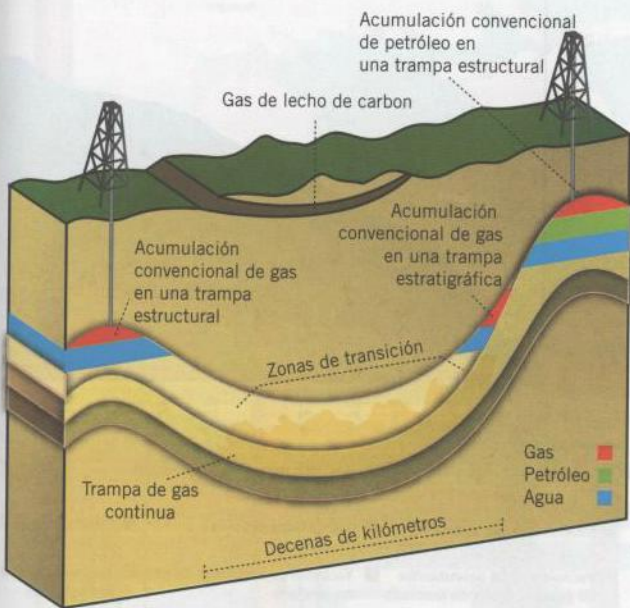


Figura 1. Acumulaciones típicas de gas.

Fuente: Tight Gas reservoirs Technology-intensive Resources, http://www.total.com/static/en/medias/topic1026/tight-gas-reservoirs_2007.pdf

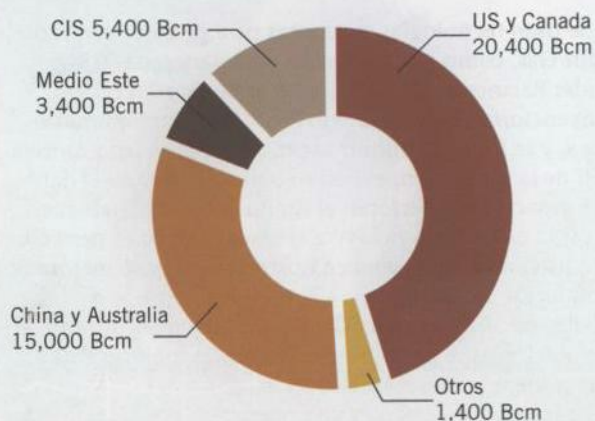


Figura 2. Gráfico de reservas de TIGHT Gas por región en el mundo.

Fuente: TIGHT Gas reservoirs Technology-intensive Resources http://www.total.com/static/en/medias/topic1026/tight-gas-reservoirs_2007.pdf

que el precio del gas es moderado a bajo; permite evitar inversiones importantes en fracturación posterior de los pozos, pero implica un estudio interdisciplinario geológico y geofísico complejo para detectar la dirección de fracturas naturales, que es previo a la perforación de pozos direccionales.

La matriz energética argentina.

Situación del gas: Un poco de historia. PBI y necesidades de gas

El descubrimiento de Loma La Lata, junto con la construcción del gasoducto Neuba I, el cruce del Estrecho de Magallanes y la construcción de la planta turboexpansora de General Cerri, produjeron un cambio cualitativo profundo en la matriz energética argentina hacia finales de la década del 79 y comienzos de la del 80. Hasta ese momento, ésta se dividía en un 61% de petróleo, un 29% de gas natural y, en menores medidas, energía nuclear, hidráulica, leña y otras fuentes primarias. El total de consumo de energía primaria era de 43 millones de toneladas equivalentes de petróleo (figura 6).

La última matriz de consumo de energía primaria publicada es de 2006. El gas natural representa un 50% de la matriz, el petróleo un 39% y los demás siguen siendo muy inferiores. La distribución anterior se revirtió, aumentando el gas a expensas del petróleo y multiplicando por dos el total de consumo de energía primaria en la Argentina. El petróleo fue cayendo y el gas subiendo (figura 7).

El incremento de consumo energético debido al crecimiento económico de los últimos años se basó en energía barata proveniente del crudo y del gas natural.

En la matriz de 2006 se nota que el consumo no se diversifica, sino que se concentra en los hidrocarburos; el gas natural es más del 50% de la matriz de energía primaria.

Pero la producción de gas cayó 2,63% desde 2004, cuando presentó su máximo histórico. Peor aún, ese mantenimiento relativo de la producción se logró incrementando la capacidad de compresión de gas de baja y media presión, ya que los yacimientos están cada vez más depletados.

La única cuenca que no declinó fue la del Golfo, debido al descubrimiento de gas por parte de PAE en Anticlinal Grande-Cerro Dragón.

En 2006 y 2007 el Producto Bruto Interno llegó a sus máximos históricos, pero para sostenerlo y aumentarlo se debe aumentar la oferta energética, y la mitad de la energía primaria que consumimos es gas natural (figura 8).

Para la producción de energía eléctrica, la capacidad está al límite; pero al menos existen múltiples centrales en instalación o planificadas, que suman 4370 megavatios, aunque la mayoría son a gas o gas oil. Muy pocas son hidráulicas y dentro de éstas se debe contabilizar a Yacaré con cota 83 metros –suponiendo que esto sea posible en el mediano plazo– como la más importante. Esta central inundaría parte de Encarnación si no se hacen obras complementarias. Este panorama lleva a deducir que en los próximos cuatro o cinco años dependemos cada vez más fuertemente de los sistemas térmicos y de la terminación para octubre de 2010 de Atucha II.

Desde el año 2000 hasta 2007 el consumo energético de combustibles líquidos por parte de la generación ha crecido. El Gas Oil y el Fuel Oil se utilizaron reemplazando Gas Natural; en 2007 el reemplazo de Gas por Gas Oil fue de 630.000 m³ y por Fuel Oil 1.900.000 toneladas respectivamente.

El reemplazo implica un gasto enorme en combustibles líquidos importados que no son abastecidos localmente por falta de capacidad de refinación; por los que se pagó más de mil millones de dólares, situación que empeorará grandemente este año por el agravante del incremento de los precios de crudo, de más de 145 dólares por barril que hacen subir el Gas Oil y el Fuel Oil paralelamente.

El gas natural faltante se está reemplazando con com-

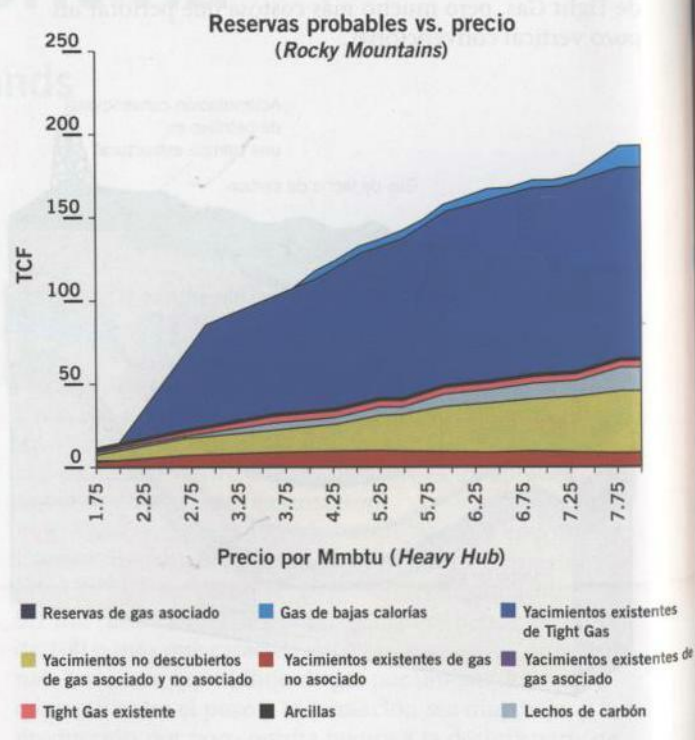


Figura 3.

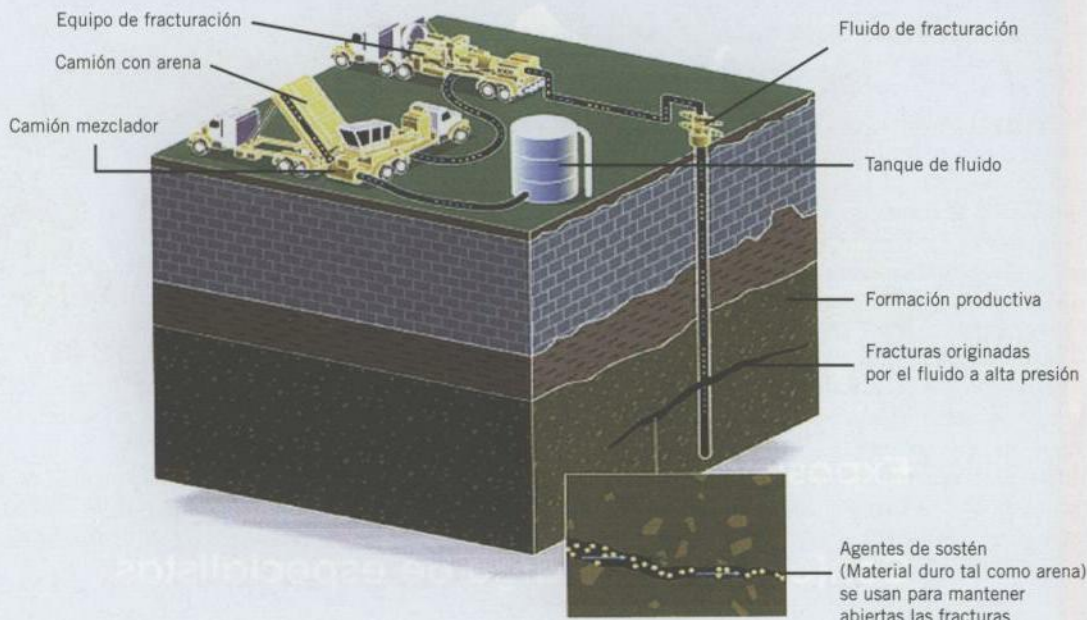


Figura 4. Esquema de fractura horizontal

Fuente: www.calibreenergy.com/images/Frac-Schematic.jpg

bustibles líquidos que valen hasta diez veces más por unidad térmica.

Necesidades futuras de combustibles y sus fuentes de abastecimiento. Un modelo energético futuro, con precios actuales

Para poder prever cómo será el suministro y la demanda de gas natural y combustibles líquidos en el futuro, un posible modelo surge de extrapolar la curva de producción de gas teniendo en cuenta la variación porcentual de la producción con respecto al año anterior. Extrapolando ese diferencial de producción (en azul en el gráfico, y que se vuelve cada vez más negativo) se obtiene el dato de caída porcentual de producción, que permite estimar la producción futura (figura 9).

Se observa una caída de producción de gas de manera casi simétrica con la zona histórica de la curva de producción, respondiendo al modelo como lo hace la curva de agotamiento de Hubbert. La sumatoria de las producciones extrapoladas hasta 2015 representa el 90% de las reservas probadas 2006.

Este modelo es válido si se supone que no habrá cambios en los precios del gas.

Si se toma la curva histórica de demanda hasta 2007 y se la incrementa a un 3% anual acumulativo, se obtiene como resultado la demanda futura de gas. Hay que compararla con la oferta de gas que se tendría para el año 2015. Esta oferta de producción local, que bajaría de unos 50 mil millones de m^3 por año actuales a unos 40 mil millones para ese entonces, no alcanza para cubrir la demanda.

Supongamos que a partir de 2009 ingresa al país gas de Bolivia mediante dos gasoductos: el existente, con hasta

7.600.000 m^3 diarios, y el nuevo ducto que inicialmente es de 20 millones de m^3 , pero que se puede incrementar a 30 millones con plantas recompresoras.

Así resulta que en 2009 entrarían 20 millones de m^3 diarios, en 2010, 30 millones, y en 2011, 38 millones. En 2012 ya no alcanzarían los dos gasoductos y se construiría otro o una planta de LNG con gran capacidad de vaporización.

Aun así, en ese mismo año haría falta importar 46 millones de m^3 por día, en 2013, 54 millones y en 2014, 63 millones de m^3 .

La sumatoria de todas esas posibilidades da como resultado una necesidad de importación muy grande de gas boliviano, pero tampoco se llega a cubrir la demanda (ver figura 10).

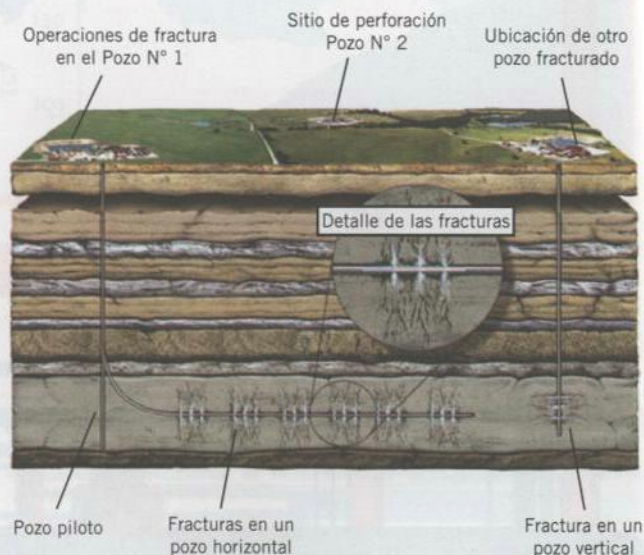


Figura 5. Multifractura en pozo horizontal

Fuente: www.calibreenergy.com/images/Frac-Schematic.jpg

Consumo de energía primaria en 1979

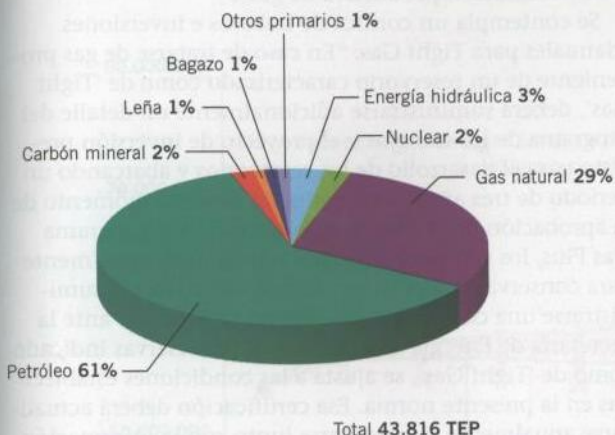


Figura 6.

Este faltante puede cubrirse con combustibles líquidos provenientes de una nueva refinería ubicada en Comodoro Rivadavia y con Tight Gas.

Se parte de la base de que el gas sigue siendo el 50% de la matriz de consumo de energía primaria lo que da un incremento de consumo energético primario del orden de 6% acumulativo anual; ese incremento será necesario para mantener tasas de crecimiento del PBI en torno al 8% anual acumulativo.

El uso del gas se ha sostenido por varias razones:

- Es el más barato. El Tight Gas se puede producir a 6 / 7 U\$S/MMBtu y es un recurso importante. Una planta de LNG entregará gas natural a 16/17 dólares por millón de BTU, y el Gas Oil importado cuesta más todavía. Recordemos que para un crudo en el orden de los 140 dólares el costo del Gas Oil es de más de 25 dólares por millón de BTU.
- Es el combustible al cual estamos acostumbrados, y todas las instalaciones están preparadas para él.
- El costo de conversión a líquidos es alto.
- Tenemos el recurso. Sólo falta transformarlo en reserva con precio adecuado y aplicación de tecnología.

Consumo de energía primaria en 2006

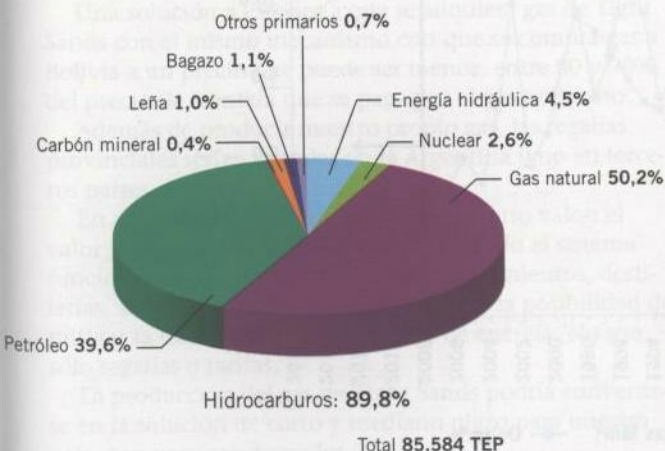


Figura 7.

El gas de Bolivia. Provisión y precios. La imposibilidad de cumplimiento contractual

Las reservas de Bolivia son grandes, se encuentran por encima de las 30 TCF, pero la producción actual es insuficiente para proveer no sólo las cantidades de gas futuras, sino tampoco la capacidad contratada a través del contrato Enarsa-YPFB.

Hay sólo tres equipos perforando en Bolivia. La perforación de cada pozo en este país tiene una duración de entre 8 meses a un año (son pozos muy profundos y complejos); por lo tanto, no se harán más de cinco perforaciones anuales, que sólo alcanzarían para cubrir el mercado propio y el de Brasil, que el gobierno de Bolivia consideró de abastecimiento prioritario respecto al argentino.

Existe una reconocida imposibilidad física de suministro. En febrero de 2008 se publicó en el diario *La Nación* un artículo en el que se informaba que el vicepresidente boliviano, Álvaro García Linera, confirmaba que no habría gas para hacer frente a un aumento de la demanda en la Argentina. Bolivia reconoció que no podía cumplir tampoco con las necesidades de Brasil. Entonces queda claro que este país no podrá cumplir con lo contratado, ni mucho menos proveer decenas de millones de m³ diarios de gas que harán falta para compensar la caída de producción de las cuencas argentinas, ya que no posee gas disponible en el corto plazo.

Además, el precio actual del gas de Bolivia se sitúa en 9 dólares por millón de BTU para el trimestre julio/septiembre de 2008, ya que se ajusta en función del valor de combustibles líquidos, atados al precio del crudo.

Es posible proveer el gas desde los yacimientos de Tight Gas que existen en la Cuenca Neuquina y otras cuencas. Pero el costo de producción es mayor que para el gas convencional, aunque es netamente inferior a otras posibilidades de suministro, como gas boliviano o LNG.

La Resolución 24/2008, Programa Gas Plus

Para paliar la falta de gas natural, la Secretaría de Energía promulgó la Resolución 24/2008, programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus". Se dirige a quienes hayan firmado el Acuerdo con los productores de gas natural 2007-2011, y que representan al 90% de los productores de gas argentinos. Lo positivo es que en el texto aparece diferenciado el Tight Gas como distinto a las demás categorías, denominado de la siguiente manera:

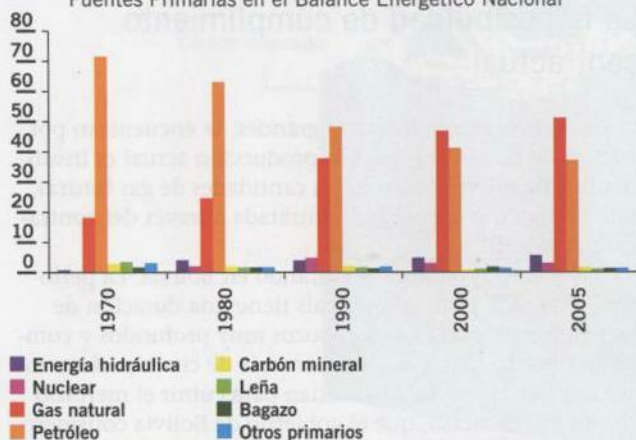
"Reservorios de gas caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada..."

El programa incluye distintos tipos de gases:

- Tight Gas: "...una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente

Participación de distintas fuentes energéticas en el balance de energía primaria en la Argentina

Fuentes Primarias en el Balance Energético Nacional



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Figura 8.

Resolución, mientras provenga del desarrollo de yacimientos caracterizados como de 'Tight Gas'.

- Yacimientos Nuevos: "...una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la vigencia de la presente Resolución, mientras provenga del desarrollo de 'Yacimientos Nuevos', que sean fruto de esfuerzos exploratorios que arrojen resultados positivos con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución..."
- Yacimientos más profundos: "...para el caso en que se trate de yacimientos ubicados en formaciones geológicas que nunca estuvieron en producción, pero que, en superficie, se superponen con la explotación de otras que sí lo están, deberán plantearse en la solicitud los mecanismos de control que permitan la permanente

auditoría de la evolución de la producción de una y otra formación productiva de gas".

Se contempla un control de trabajos e inversiones trianuales para Tight Gas: "En caso de tratarse de gas proveniente de un reservorio caracterizado como de 'Tight Gas', deberá suministrarse adicionalmente un detalle del programa de los trabajos y el proyecto de inversión previsto para el desarrollo de los reservorios y abarcando un período de tres años, a ser contados desde el momento de la aprobación de la solicitud de afectación al programa Gas Plus, los cuales deberán ser actualizados anualmente para conservar la afectación al programa. Deberá suministrarse una certificación que permita acreditar ante la Secretaría de Energía que el volumen de reservas indicado como de 'Tight Gas', se ajusta a las condiciones establecidas en la presente norma. Esa certificación deberá actualizarse anualmente y presentarse junto con la información sobre reservas que debe entregarse anualmente".

Hasta aquí la Resolución es acertada; pero luego plantea: "El precio de la comercialización deberá contemplar la solvencia de los costos asociados y una rentabilidad razonable, y no estará sujeto a las condiciones previstas en el Acuerdo con los productores de gas natural 2007-2011".

Así surge una duda concreta, no contemplada por el texto, ¿qué es una rentabilidad razonable y cómo se la define?

La industria petrolera necesita poder estimar rentabilidades para sus inversiones, especialmente para el caso del Tight Gas por su monto y más largo repago. Si el productor no puede estimar esto, invertirá en otros países en yacimientos más baratos de producir que los de Tight Gas.

Por ejemplo, en Venezuela, con retenciones similares pero donde los pozos producen en promedio 20 veces más petróleo y gas que los argentinos con iguales o menores costos de perforación.

Las "rentabilidades razonables" deberían analizarse en relación con las rentabilidades que se ven en otros países.

Gas Natural

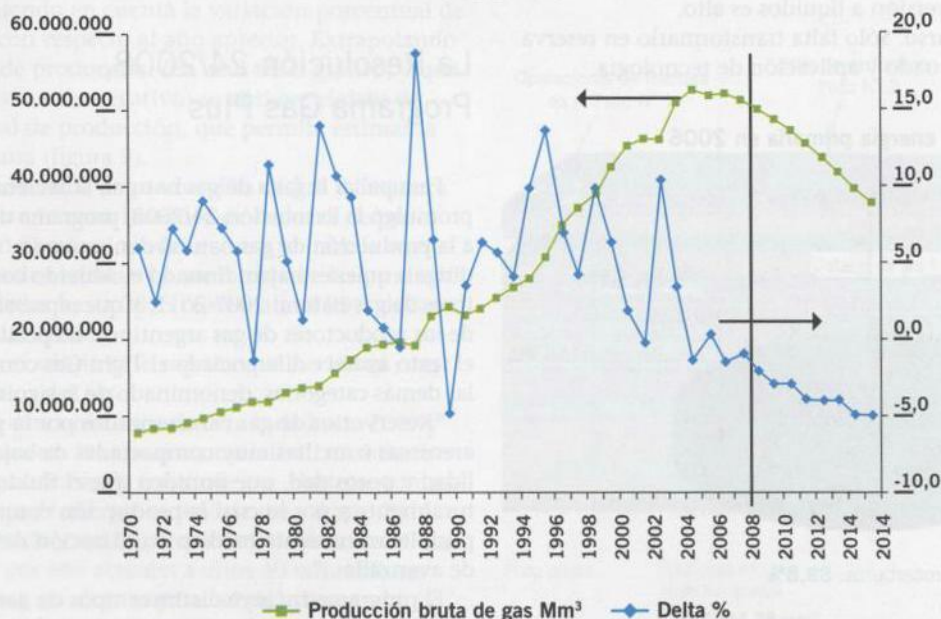


Figura 8.

Mercado del gas y déficit a cubrir con Fuel Oil y Gas Oil

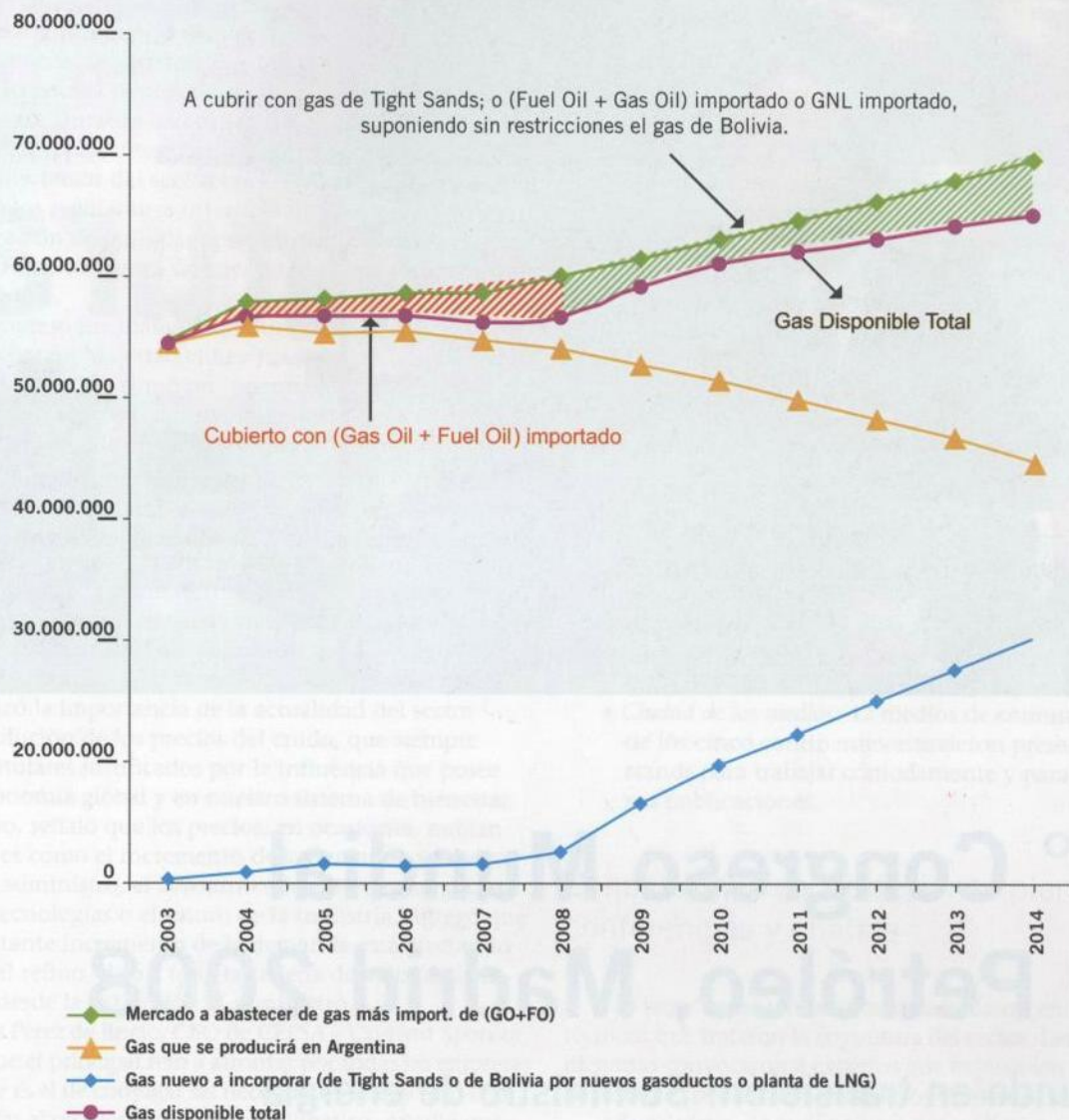


Figura 10.

Una solución a esto sería que se adquiriera gas de Tight Sands con el mismo mecanismo con que se compra gas a Bolivia a un precio que puede ser menor, entre 80 y 90% del precio de frontera que se paga por el gas boliviano.

Además de producir nuestro propio gas, las regalías provinciales serían pagadas en la Argentina y no en terceros países.

En adición al valor económico, existe otro valor: el valor para la sociedad, el valor de tener todo el sistema funcionando, la fuerza laboral activa, yacimientos, destilerías, sistema de transporte, marketing y la posibilidad de mitigar la necesidad de importación de energía. No son sólo regalías o tarifas.

La producción del gas de Tight Sands podría convertirse en la solución de corto y mediano plazo para nuestro país, con precios adecuados.

Es hora de movilizar todos los recursos energéticos argentinos para seguir creciendo. ■



IBC™

International Bonded Couriers

**International
Bonded Couriers**

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

Av. Independencia 2182 - Capital Federal (C1225AAQ)

Tel: (011) 4308-3555 // Fax: (011) 4308-3444

email: bue-ventas@ibcinc.com.ar // web: www.ibcinc.com.ar