

Situación de las reservas y producción de gas

Por **Lic. Daniel A. Kokogian**
Presidente de New Milestone



El gas, como es de público conocimiento, constituye un componente fundamental de nuestra matriz energética. Con pequeñas variaciones, se ha mantenido en los últimos años con una participación que oscila entre el 50 y el 60%. Habida cuenta de las ventajas que este fluido presenta respecto de otros tipos de combustible, podemos concluir que ha sido bueno y beneficioso para nuestro país contar con una industria desarrollada del gas, que permitió su uso intensivo, tanto a nivel industrial como comercial y residencial.

Sin embargo, lo que parecía hasta hace sólo unos años atrás una ventaja competitiva de nuestro país en el ámbito regional y la “panacea” energética, pasó a ser, de la noche a la mañana, nuestro “talón de Aquiles”. La fortaleza y desarrollo de una industria del gas que penetró en todos los segmentos de la vida económica de nuestro país se transformó, de pronto, en una debilidad estructural obvia y patética.

¿Por qué llegamos a esta situación?

No es el objetivo de este artículo rastrear en responsabilidades o culpas, individuales o grupales, participación por acción u omisión de los distintos actores ni “diagnosticar la enfermedad cuando estamos volviendo del cementerio”. Sin embargo, no dejará de ser un ejercicio saludable el tratar de entender cómo llegamos a la situación actual.

Algunos de los factores fundamentales que, a nuestro entender, impactaron en este proceso son:

- *Falta de un Plan Energético Estratégico* que definiera la Política Energética Global por décadas o, al menos, por años, y en el cual debería haberse insertado un plan para petróleo y gas, similar quizás al planteado hace unos años por las actuales autoridades del área.
- *Promoción agresiva e indiscriminada* del uso de esta fuente de energía a lo largo y ancho de la estructura productiva del país.
- *Precios sumamente deprimidos para el gas* que, en los últimos años, alcanzaron la categoría de subsidio, en comparación con otras energías, lo cual generó un *boom* de consumo.
- *Deficiencia en la ponderación de las reservas probadas, probables y posibles* que sirvieran de sustento a la política de promoción indiscriminada del uso del gas.
- *Promoción de la exportación de gas a países limítrofes* con la construcción de varios gasoductos, cuando resulta claro que no se contaba con el sustento de reservas necesarias para encarar esa política exportadora. Si bien la posibilidad de exportar generó una expansión de la exploración y desarrollo del gas con aumento de reservas y producción, hoy en día, la mayoría de esos gasoductos están operando por debajo de los pronósticos y no es temerario predecir que en el futuro cercano varios de ellos (tal vez todos) dejarán de operar; es posible, incluso, que en algún caso se revierta la dirección del flujo para transformarse en vías de importación del fluido.

Al repasar estos puntos, no parece inadecuado, pensar que la mayoría de ellos no son responsabilidad exclusiva de uno o más gobiernos ni de una o más compañías, sino que parece ser una responsabilidad compartida, aunque es cierto que a no todos les cabe en la misma magnitud.

¿Dónde estamos hoy?

Las estadísticas nos muestran que, a pesar de la situación complicada por la que viene pasando la industria del gas en los últimos años, *la producción y consumo del fluido no ha mermado sino que ha aumentado de manera alarmante*. Este factor, asociado con la falta de descubrimientos de magnitud que pudieran reemplazar las reservas producidas en cada año, nos ha llevado a *una disminución progresiva del horizonte de reservas*.

Esto ha dejado de ser una cuestión retórica y teórica el mismo día que comenzamos nuevamente a importar gas de Bolivia.

La recuperación económica que nuestro país y la región toda han experimentado en los últimos años es plausible y absolutamente bienvenida. Es de esperar que la tendencia de mejora continúe en el futuro; precisamente es esta posi-

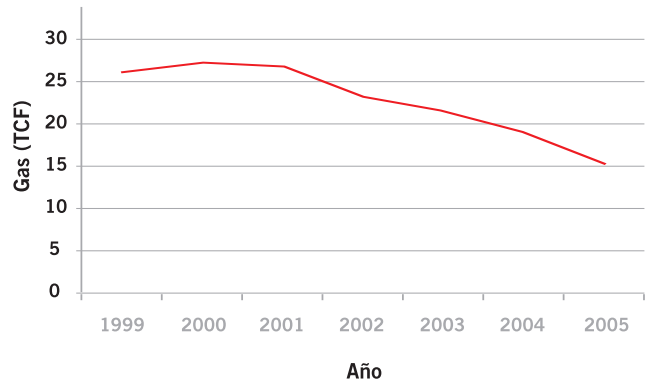


Figura 1. Reservas probadas de gas. Total país

bilidad la que sugiere que, a menos que se introduzcan cambios drásticos en cuanto a la continua incentivación del uso del gas y/o se instrumenten medidas que promuevan la reactivación de la inversión en los proyectos de gas, *la disminución de las reservas se consolidará (figuras 1, 2 y 3), la producción se estabilizará o comenzará a declinar (figuras 4, 5 y 6), las exportaciones seguirán disminuyendo y las importaciones deberán aumentar irremediablemente*.

Ese panorama no es ni bueno ni malo en sí mismo. La posibilidad de importar gas de Bolivia, Perú o, en un futuro un poco más lejano, del norte de nuestro subcontinente existe y es concreta. Ocurre que *no parece ser una alternativa atractiva para nuestro país el “atar” nuestro crecimiento futuro a la disponibilidad de gas fronteras afuera*. Algunos hechos políticos ocurridos últimamente en la región incorporan una alta volatilidad a cualquier previsión en este sentido. Y no parece ser una cuestión de integración regional (que bienvenida sea) sino de la posibilidad real de cumplir con los acuerdos que se discuten de manera teórica, pero que difícilmente pueden ser sustentados por datos técnicos concretos. Es decir, *podríamos estar a las puertas de cometer, por segunda vez en menos de quince años, el mismo error*.

Concretamente, si en la década pasada la integración energética regional pasó por la construcción de gasoductos que llevarían

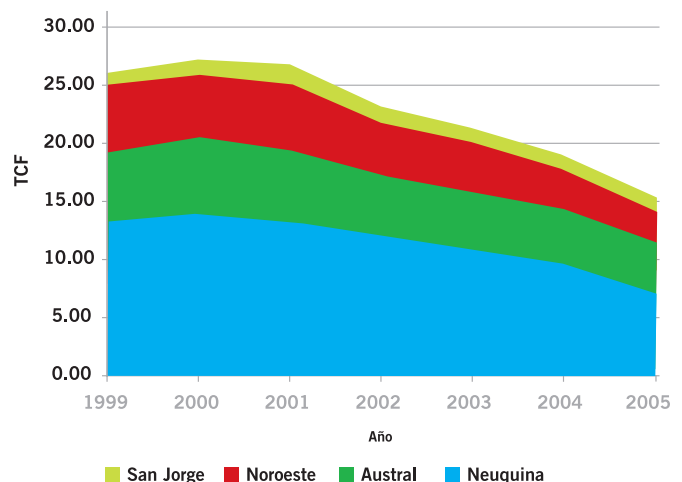


Figura 2. Reservas probadas de gas. Por cuenca

an el fluido a nuestros vecinos, sin tener el soporte de reservas necesario para ese proyecto, hoy podemos estar planificando nuestro futuro sobre la base de reservas inciertas y, en algunos casos, hasta podríamos llamarlas inexistentes, ubicadas fronteras afuera.

¿Qué podemos hacer hacia adentro?

Es posible y deseable que los países de la región puedan actuar cada vez con mayor interdependencia en todas las áreas pero, específicamente en los aspectos energéticos, no escapa al buen criterio de nadie que poco podemos hacer en la definición de políticas fronteras afuera. Por el contrario podemos hacer, y bastante, fronteras adentro.

Mucho se ha hablado y escrito acerca de la necesidad de incentivar la exploración, tanto del gas como del petróleo, con el objetivo de ampliar nuestros horizontes de reservas.

En el caso del gas, no descartamos la posibilidad de ampliar las fronteras a áreas hoy no exploradas o subexploradas, en las que teóricamente podríamos incorporar nuevas reservas. Sin embargo, no consideramos prudente pensar que ello ocurra en un futuro cercano, es decir, en menos de 5 años.

Por el contrario, desde el punto de vista geológico, existen varias zonas dentro de las cuencas productivas actuales en donde no deberían haberse agotado las posibilidades exploratorias y de desarrollo. En nuestra opinión, podrían incluirse dentro de esa categoría la faja plegada del Noroeste, los niveles profundos de las Cuencas Neuquina (tight sands) y del Golfo San Jorge; el sector andino de la Cuenca Austral, como así también el área offshore de la misma.

Si estas estimaciones están en lo cierto, el escenario futuro podría considerarse alentador, pero no podemos perder de vista que en cualquiera de estos casos se tratará de gas caro de explorar y producir. Posiblemente, el más accesible sea el que se encuentra en niveles no desarrollados de la Cuenca Neuquina

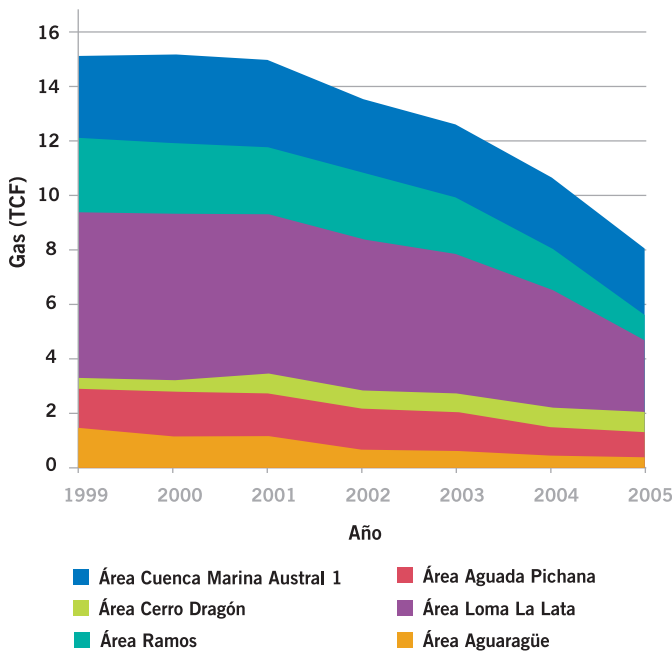


Figura 3. Reservas probadas de gas. Áreas principales

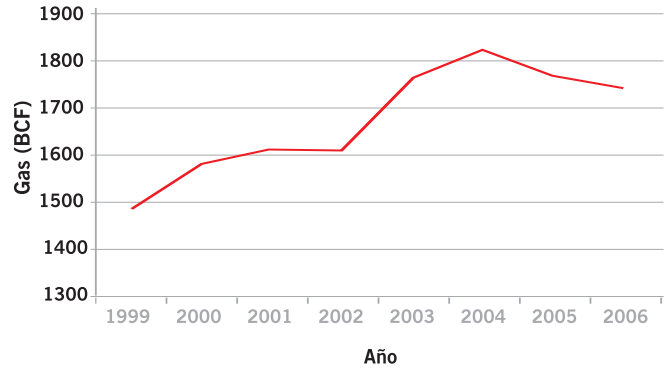


Figura 4. Producción anual de gas. Total país

na y quizás también en la de San Jorge pero, de las otras áreas, no parece oportuno pensar que aporten importantes volúmenes de gas en el futuro inmediato.

Para expresarlo en términos económicos, las posibilidades de incrementar reservas probadas de gas en el futuro inmediato están más relacionadas con el upgrade de las reservas probables, posibles y recursos ya identificados en la actualidad, que con la exploración de alto riesgo, tanto en las cuencas ya productivas como en las no productivas.

Concretamente, lo que aquí se plantea es que el mantenimiento o incremento del horizonte de reservas de gas en el futuro cercano, debería provenir de la transformación de los recursos en reservas y de las reservas probables y posibles, en probadas (figuras 9, 10 y 11).

Podremos insumir horas, meses y años discutiendo sobre las medidas políticas que deberían tomarse para incentivar la exploración de áreas no productivas (de hecho, ya hace varios años que estamos inmersos en esa discusión) pero el caso del upgrade de recursos a reservas o el traspaso de las probables y posibles a probadas, se puede realizar únicamente de dos maneras: bajando los costos de desarrollo o aumentando el precio del producto final. Se trata, finalmente, de una ecuación económica; las reservas tienen valor económico mientras que los recursos no.

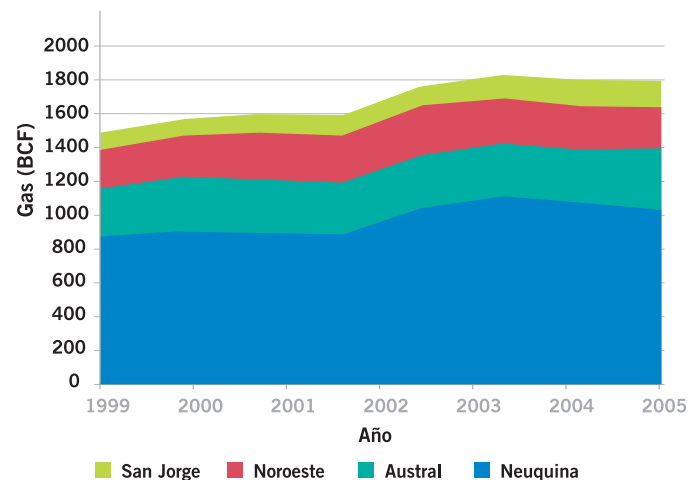


Figura 5. Producción de gas por cuenca

Nadie podría ser acusado de pesimista si advirtiera que muy difícilmente se dé el caso de disminución de costos, tanto de exploración como de desarrollo; simplemente hay que acudir a la profusa información saturada con datos estadísticos que muestran un continuo e importante aumento de los *finding costs* y los *F & D costs* de la industria alrededor del mundo. Nosotros no somos ni seremos una excepción.

De ser correcta la alternativa aquí planteada (que para satisfacer gran parte de la demanda de los próximos 3-5 años deberíamos acudir a reservas y recursos ya identificados), entonces *parecería ser que la recuperación del precio final del gas es una medida que, aunque antipática para la opinión pública, se volverá imprescindible*. Obviamente, no se aboga desde estas páginas por un aumento inmediato y generalizado del precio del gas. Sin embargo, quisiéramos proponer algunas ideas que, a nuestro criterio, podrían ayudar y mucho, a ir recorriendo el camino de la recuperación de los niveles de reservas gasíferas:

- *Implementación de precios diferenciados para Gas Nuevo* que pueda incorporarse, ya sea por exploración como por activación de proyectos con baja rentabilidad o, como es el caso de muchos actualmente, nulo valor económico.
- *Implementación de regalías diferenciales*, disminuyendo las mismas para los casos mencionados en el punto anterior. Esto bien podría ser discutido en el marco de

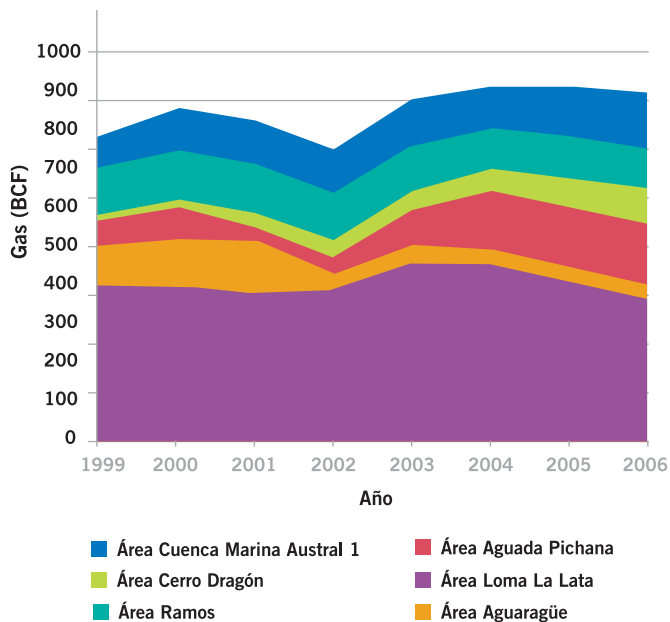


Figura 6. Producción de gas. Áreas principales

regalías diferenciales tanto para abajo como para arriba (aumento de regalías para yacimientos más prolíficos, disminución de las mismas para los marginales), lo cual

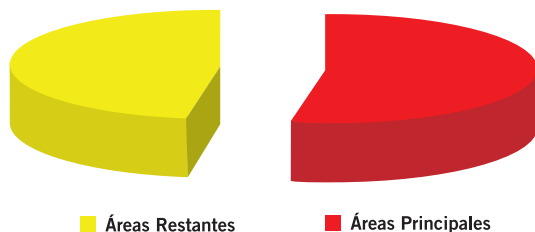


Figura 7. Reservas probadas de gas. Áreas principales vs. áreas restantes

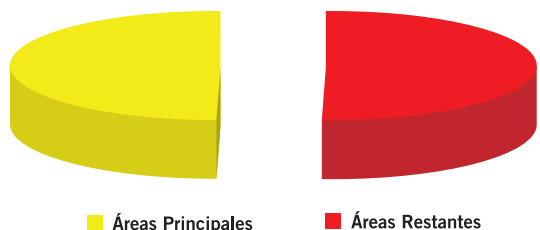


Figura 8. Producción de gas. Áreas principales vs. áreas restantes

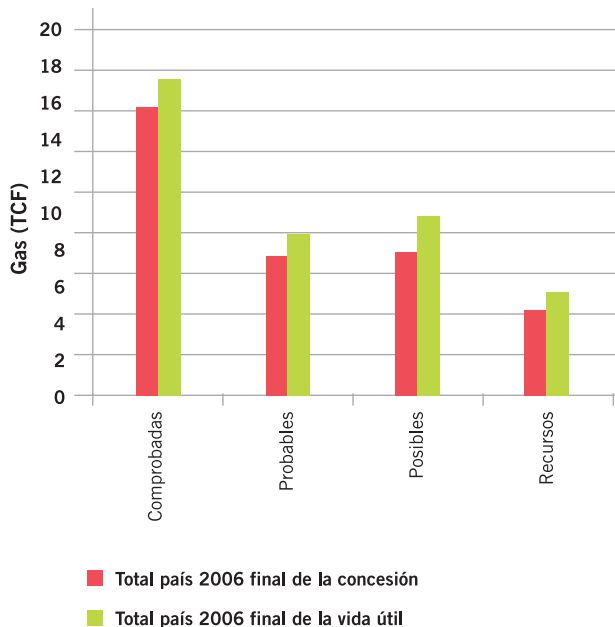


Figura 9. Reservas de gas. Información de la Secretaría de Energía. Reservas país 2006

no necesariamente redundaría en una disminución del monto global que se genera por regalías en todo el país.

- **Implementación de tarifas diferenciales**, llevando a la práctica la tan discutida tarifa social y manteniendo distintas tarifas a los diversos tipos de consumidores.
- **Alineamiento paulatino del precio del gas interno con el regional**. Este proceso, si bien puede ser escalonado y gradual, debería comenzar en forma inmediata, ya que la reversión o mitigación de la caída de reservas es un objetivo urgente. Y aquí es importante señalar que este cambio en la tendencia deberá ser consistente en el tiempo y no sólo puntual, de uno o dos años, ya que de otra manera no cambiará de manera sustancial la presente situación.
- **Reestructuración de la industria en sí misma**. Debe favorecerse la creación de nuevas operadoras, de menor tamaño, que puedan hacerse cargo de la operación efectiva de los yacimientos de menor producción o de aquellos marginales, al tiempo que los operadores de mayor envergadura continúan siendo responsables los yacimientos principales. Esto aplica obviamente también al petróleo.

Creemos que estas medidas, y otras que pudieran agregarse, mejorarán notablemente la economía de la mayoría de los proyectos que hoy revisten en la categoría de reservas probables, posibles y recursos. *La consecuencia de su aplicación sería un incremento casi inmediato de las reservas probadas, quizás en un plazo menor a un año, y en magnitudes que podrían estar entre el 20 y el 50 % (figura 9).*

Definitivamente, estas medidas impactarán en las cadenas de valor de las industrias y en los costos de consumidores mayores y domiciliarios pero, bien manejadas podrían mitigar el impacto sobre los más débiles, cargando el esfuerzo mayor sobre los actores económicos que cuentan con más y mejores recursos.

En todo caso, *la alternativa de seguir como estamos implicará importar gas a los valores que hoy lo estamos haciendo o, como sería dable esperar, a precios aún mayores, sin considerar el riesgo que significa la incertidumbre de las reservas disponibles en los países vecinos.*

Un beneficio adicional, pero no menos importante, es que *el aumento rápido de reservas probadas mejorará de manera notable el poder de negociación hacia afuera* y podría activar algún mecanismo de moderación del precio futuro del gas regional, que hoy parece estar ausente.

En la misma línea de razonamiento, *resulta imperioso comenzar a evaluar seriamente la alternativa de importación de LNG*, procediendo a los estudios de prefactibilidad de la construcción de instalaciones terminales portuarias y la infraestructura necesaria. Esta será, sin lugar a dudas, una alternativa que incluirá una variable adicional en la definición del precio futuro del gas, *incrementando el poder de negociación de nuestro país en el ámbito regional.*

¿Cuál es el desafío?

En ocasiones, resulta difícil visualizar cómo y por qué se puede afirmar que la situación de las reservas de gas es, al menos, preocupante. Trataremos aquí de aportar algunos datos con el objetivo de facilitar el análisis de la situación a cada uno de los lectores.

Desde el año 1970, y hasta fines del año 2006, *el país produjo 33,18 TCF de gas*. Sin embargo, *21,65 TCF de ellos fueron consumidos en los últimos 15 años*, época en la que el consumo se disparó alentado por las distintas políticas puestas en práctica. De este modo, y con un aumento dramático en los últimos 3-4 años, llegamos a *un consumo anual de 1,81 TCF en el 2006.*

Teniendo en cuenta que las *reservas probadas del país alcan-*

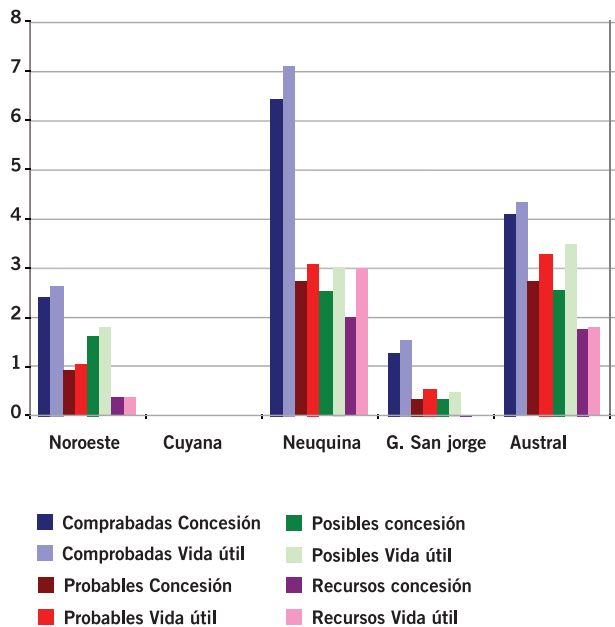


Figura 10. Reservas de gas. Información de la Secretaría de Energía. Reservas por cuenca

zan a 15,4 TCF (figura 1), observamos que existe un horizonte de reservas de 8,5 años. Este es el marco general pero, para poder ponderar adecuadamente el desafío que tenemos por delante, trataremos de analizar con un poco más de detalle la evolución de las distintas regiones productoras.

Así vemos que, tomando el período 1999/2005, las reservas disminuyeron 48,75% en la Cuenca Neuquina (figura 2), correspondiendo una caída de 57,3% al área Loma La Lata y un 38,8% al área Aguada Pichana (figura 3). En el Noroeste la situación es similar, con una reducción de las reservas de

54,75%, correspondiendo una reducción de 75 % al área Aguaraquí y 67 % al área Ramos (figura 3).

Estas dos cuencas fueron las principales productoras por muchos años en el país conjuntamente con la Austral, que muestra una declinación menos pronunciada, de 24,8%, relacionada quizás con la menor madurez de los yacimientos del offshore (figura 3).

Una adición interesante resultó el descubrimiento de reservas de gas en la Cuenca del Golfo, derribando alguno de los paradigmas que rigieron por varios años. De esta zona se incorporó casi 1 TCF de reservas, que ayudó a mitigar la disminución en las áreas productoras tradicionales.

Si analizamos las 7 áreas gasíferas más importantes del país, que tienen 52,3 % de reservas (2005; figuras 3 y 7) y 51,5% de producción (2005; figuras 6 y 8), vemos que, con la sola excepción de Cerro Dragón, todas disminuyeron en reservas y las dos más importantes, como las áreas Loma La Lata y Aguaraquí, también disminuyeron en producción (figura 6). Y aquí está el núcleo del problema: la declinación de los yacimientos grandes es muy difícil de compensar si no se descubren yacimientos nuevos de magnitudes similares.

De acuerdo con estos datos, la única manera de revertir la declinación de reservas sería adicionando no menos de 2 TCF de gas por año, ya que la producción del año 2006 fue de 1,8 TCF. Esto equivale a otro Loma La Lata en los próximos 10 años. ¿Es esto posible? Quizás sí pero, definitivamente, parece ser una empresa difícil, incluso si se implementaran algunos de los cambios aquí propuestos.

Si no cambiamos con el tiempo la matriz energética de nuestro país, la necesidad creciente de importación ha llegado para quedarse entre nosotros. ¿Hay alguna posibilidad de reducir drásticamente el consumo de gas? ¿Con qué lo vamos a sustituir? No es la intención de este artículo internarse en estas elucubraciones, pero sería bueno que nos abriéramos a esta discusión. En principio, y de acuerdo con lo que nos muestra nuestro comportamiento histórico, no es arriesgado pensar que el gas seguirá siendo nuestro principal combustible por muchos años más. Por ende, es imperioso que rápidamente tomemos medidas que reactiven la exploración pero, también, como fue dicho aquí, el desarrollo total de los yacimientos existentes. De esta manera cubriremos las necesidades más urgentes mientras que la exploración y la importación crecientes deberán ir satisfaciendo las necesidades del mediano y largo plazo.

No escapará al buen criterio de quien lee este artículo que las propuestas aquí planteadas u otras que pudieran ofrecerse, no se pueden llevar a cabo por la acción individual de un gobierno o una compañía en particular. La seriedad del problema requiere la acción conjunta inmediata de todos: gobiernos, empresas exploradoras y productoras e industrias energéticas, que tienen la responsabilidad histórica, básicamente ante la Sociedad, de debatir abiertamente y generar e implementar las mejores alternativas que puedan garantizar un nivel de suministro aceptable y confiable de petróleo y gas, y que sigan alimentando el crecimiento económico que experimenta nuestro país. Este Plan de Petróleo y Gas deberá estar integrado, sin dudas, en un marco mayor que debe ser establecido por un Plan Energético discutido, consensuado e implementado en conjunto entre Estado e Industria. Es nuestra responsabilidad para con nuestra sociedad. ■

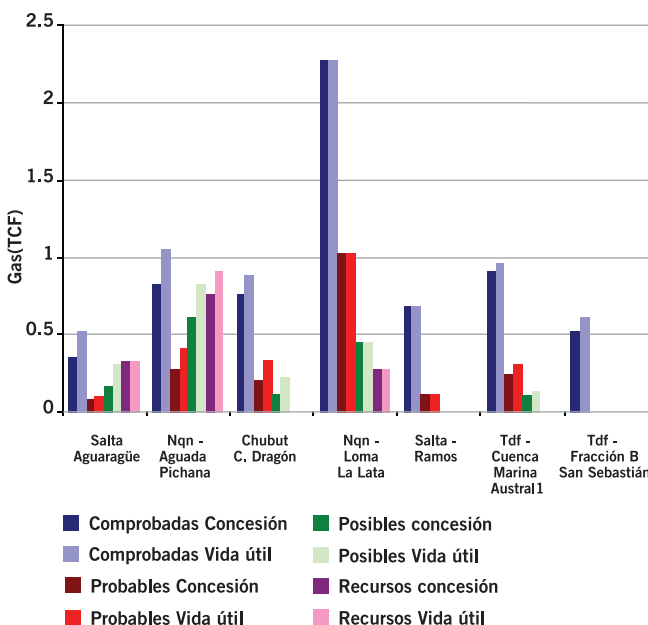


Figura 11. Reservas gas 2006. Información de la Secretaría de Energía.