



¿Qué pasará en el futuro con el gas natural?

Las reservas comprobadas de gas natural de Argentina en 1995 ascienden a 619.295 miles de millones de metros cúbicos con un horizonte reservas/producción de veinte años. Mientras tanto, en el país se están analizando diversos proyectos que tienen al gas como gran protagonista.

Entonces, ¿cuál será el futuro que se presenta para el gas natural en nuestro país?

Este interrogante, que se presta a múltiples respuestas, es el que lleva a Petrotecnia a presentar dos análisis de destacados profesionales. El primero El futuro incierto del gas preparado por el Dr. Julio H. Casas y el otro, El marco geológico argentino en la exploración de hidrocarburos con especial referencia al gas, del Dr. Pedro Lesta, que fue publicado en la revista de la Asociación Geológica Argentina con motivo del quincuagésimo aniversario de esta institución, con un agregado actual que confirma sus previsiones efectuadas.

Estos trabajos brindan al lector diferentes ópticas para abordar el interrogante. Si bien no se oponen en lo esencial, se complementan permitiendo reflexionar sobre un tema que sin duda ocupará un destacado lugar en los próximos años.

EL FUTURO INCIERTO DEL GAS

por Julio H. Casas

El embargo petrolero de 1973 trajo a la Argentina una consecuencia poco conocida: la decisión de YPF de dar al gas tanta importancia como al petróleo, al menos en la incorporación y valorización de las reservas. Vale la pena recordar que hasta ese momento en YPF se consideraba casi una "desgracia" descubrir un yacimiento de gas, ya que normalmente un descubrimiento de gas sólo se tenía en cuenta a los efectos de los éxitos estadísticos pero no al de los económicos.

Tampoco debe considerarse el descubrimiento del yacimiento Loma de La Lata, ocurrido algo menos de tres años después, una consecuencia directa de ese cambio en la política de YPF. Pero sin duda ambos acontecimientos

cambiaron en poco tiempo la orientación en el aprovechamiento de las fuentes de energía y las modificaciones del balance energético del país.

Al iniciarse la década del 70, el gas participaba del 18,5% del mercado mundial energético y en Argentina era muy parecido, el 18%. Diez años más tarde el mundo seguía en el orden del 19%, en tanto que localmente había subido al 25%.

En cuanto a las reservas que en la década del 70 se mantenían (casi tradicionalmente) por debajo de los 200.000 MMm³, subieron a casi 650.000 MMm³ y no fue sólo por el descubrimiento de Loma de La Lata en la cuenca Neuquina, sino que en el Noroeste se pasó de menos de 10.000 MMm³ a casi

50.000 MMm³ y en cuenca Austral, de 70 a 100.000 MMm³.

Debe reconocerse que todo este cambio se debió al nuevo enfoque que en 1973 se dio en YPF en relación a la futura utilización del gas como recurso energético y como consecuencia directa del embargo petrolero que encareció considerablemente el crudo.

20 años después, el consumo de gas ha equilibrado al del petróleo, ya que comparten en proporciones semejantes el 80% que significan los hidrocarburos en el balance energético del país. También esto fue un fuerte condicionante para lograr el autoabastecimiento de petróleo al iniciarse la década del 80.

Demanda futura

El escenario futuro del balance energético mundial hace prever que los hidrocarburos representarán un porcentaje importante durante todo el siglo

Demanda - Producción - Evolución de las reservas 1995 - 2015
GAS (MMm³)

Años	Producción	RESERVAS				Demanda
		Comprob.	Años	Probab.	Posib.	
1994		535528		146107	1718000	
1995	30470	619295	17,6	0	0	25200
1996	31200	588095	19,8	15000	0	26000
1997	34068	554027	17,3	30000	0	28390
1998	37543	556484	14,8	40000	0	31286
1999	41625	559859	13,4	45000	0	34688
2000	45955	540011	12,2	16107	10000	38295
2001	49211	520800	11,0	0	30000	41009
2002	50915	514885	10,2	0	45000	42430
2003	51427	517457	10,0	0	54000	42856
2004	51947	522511	10,0	0	57000	43289
2005	52474	528037	10,0	0	58000	43728
2006	53009	534028	10,0	0	59000	44174
2007	53552	539476	10,0	0	59000	44627
2008	54103	545373	10,0	0	60000	45086
2009	54663	551710	10,0	0	61000	45552
2010	55231	558479	10,0	0	62000	46026
2011	55807	564672	10,0	0	62000	46506
2012	56392	570280	10,0	0	62000	46994
2013	56986	575293	10,0	0	62000	47489
2014	57589	579704	10,0	0	62000	47991
2015	58201	521504	10,0	0	0	48501
Totales	1032368			146107	803000	834915
Reservas Remanentes		521504		0	915000	

XXI. Argentina no podrá sustraerse a esa tendencia mundial y por lo tanto es previsible que aquí también durante muchos años tengamos una alta cuota de dependencia de los hidrocarburos.

Durante los próximos años, potencialmente al menos, existe la posibilidad de que en el país se incremente más el consumo de gas que el de crudo y ello no como consecuencia de un mayor volumen de reservas conocidas disponibles, sino porque aún el gas no llega a todos los posibles consumidores y porque se ha iniciado un fuerte proceso de transformación de energía primaria (gas) en secundaria o elaborada (electricidad) que ha de incrementarse en el futuro. En cambio los derivados del crudo sí están al alcance de todos los consumidores y el incremento de su consumo acompañará al crecimiento del PBI.

La satisfacción de esa demanda, actualmente no cubierta, en corto plazo (5-10 años) haría peligrar la disponibilidad de las reservas comprobadas en el mediano plano (15-20 años), no así los recursos potenciales, que sí se verían afectados a largo plazo (30-40 años) de persistirse en la actual tendencia de pretender exportar grandes volúmenes de gas. No ocurre lo mismo con el crudo, cuya demanda interna está satisfecha y cuyas exportaciones eventualmente pueden regularse rápidamente por tratarse de un *commodity*.

Por otra parte, el gas es un recurso cuya explotación debe ser regulada para no sobrepasar la producción potencial minera y se encuentra en yacimientos cuyo agotamiento presupone el casi agotamiento del recurso. En cambio el petróleo requiere de alta eficiencia en la explotación para llegar a la producción potencial minera y cuando los yacimientos tienden a agotarse aún queda por extraer un alto porcentaje (70-80%) del recurso.

Si partiéramos de dos yacimientos "gemelos", uno de gas y otro de petróleo, similares al promedio argentino, con iguales reservas "in-situ" y los produjéramos normalmente durante 20 ó 30

años hasta su agotamiento, veríamos que al cabo de ese tiempo se habrían producido cantidades similares de petróleo y gas en valores equivalentes (1 m³ de crudo - 1000 m³ de gas), pero en el yacimiento de petróleo tendríamos un volumen remanente de hidrocarburos 4 veces mayor que en el de gas. Demás está decir que mediante tecnologías de recuperación secundaria y/o asistida se podría tener acceso a esa gran cantidad de hidrocarburos líquidos remanentes, en cambio poco o nada quedaría por recuperar del yacimiento de gas.

Los mecanismos que rigen el funcionamiento de los yacimientos son los que establecen las diferencias entre el gas y el petróleo en cuanto a su producción, reservas y futuras recuperaciones. Por esto es importante tomar en consideración estas circunstancias cuando se definen políticas y estrategias en la utilización de las reservas y el aprovechamiento de los recursos en planificaciones de mediano y largo plazo.

Desde hace muchos años las reservas de petróleo parecen ser consecuencia de las producciones (cuando en realidad debiera ser al revés). Lo que ocurre es que la mayor parte de los incrementos de reservas de crudo se produce

como consecuencia de ajustes y revisiones y no por descubrimientos de nuevos yacimientos. Esto difícilmente pueda aplicarse en el manejo de las reservas de gas.

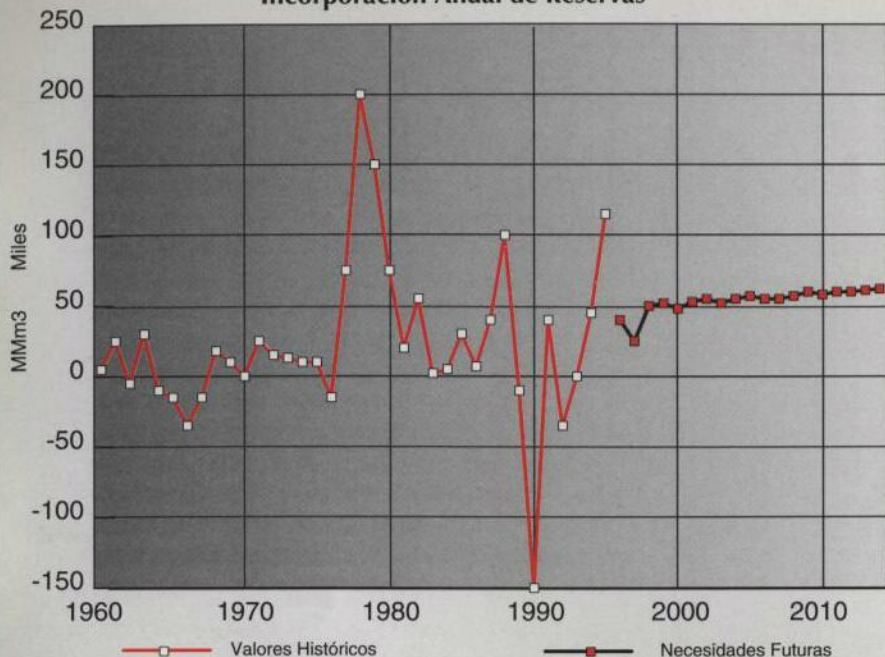
Los valores históricos demuestran que en los últimos años las reservas de gas alcanzaban para: 35 años en 1986; 23 años en 1991 y 17 años en 1995. En cambio para el crudo, después de la auditoría de reservas de YPF en 1990, esa relación se ha mantenido más o menos constante en 9 años y antes de la auditoría era de 13-14 años.

Resulta claro que en el caso del gas el incremento de la producción no ha sido acompañado por un incremento de las reservas, toda vez que no hubo descubrimientos suficientes de nuevos yacimientos y evidentemente no se han podido hacer "ajustes y revisiones" como en el caso del crudo.

Diferencias operativas y económicas entre gas y petróleo

Desde el punto de vista exploratorio no existen diferencias técnicas u operativas en la búsqueda de petróleo o gas. Los métodos involucrados no se diferencian en uno u otro caso. Generalmente cuando se perfora un pozo de ex-

Incorporación Anual de Reservas



ploración, nunca se tiene la certeza de que el eventual descubrimiento será uno u otro fluido.

Existen ciertas orientaciones generalizadas que atribuyen más posibilidades de encontrar gas cuando es mayor la profundidad, ya que por regla general la permeabilidad disminuye a medida que se profundizan las formaciones productivas y entonces las condiciones de movilidad son más favorables al gas que a los líquidos. Bajo esta suposición es probable que en muchos casos resulte más caro el descubrimiento de un yacimiento de gas que uno de petróleo.

También podría establecerse una cierta correlación entre la incorporación de reservas gasíferas y el tiempo transcurrido, o lo que es más o menos lo mismo, compararla con el avance de la tecnología de perforación. A medida que fue transcurriendo el tiempo, se fueron haciendo más accesibles profundidades mayores y con ello se fueron incorporando más yacimientos de gas que de petróleo.

Cuando se consideran las inversiones y costos operativos para el desarrollo y la explotación, un yacimiento de petróleo resulta mucho más caro que uno de gas. Ello debido a que la mayor movilidad del gas en la formación productiva permite distanciar más los pozos y por lo tanto se pueden producir

todas las reservas disponibles con menor número de pozos.

El distanciamiento de los pozos es un problema económico más que técnico y en un yacimiento normal de petróleo, el 70% de las inversiones necesarias para la puesta en producción de las reservas corresponden a la perforación de los pozos. El área de drenaje para petróleo varía entre 10 ha y 25 ha por pozo, en tanto que para gas es de 100 a 200 ha por pozo, vale decir 10 veces menos perforaciones.

En cuanto a los costos operativos también son menores en yacimientos de gas que de petróleo ya que los pozos gasíferos siempre son surgentes, en tanto que los petrolíferos por lo general requieren de sistemas artificiales para su producción y con ello el encarecimiento de su operación.

El transporte y almacenamiento también diferencian el manipuleo del gas y el petróleo. Después de más de 130 años de consumo de petróleo en el mundo, la infraestructura ha sido desarrollada adecuadamente para poner en las manos del usuario los productos líquidos que se ofrecen. No ocurre lo mismo con el gas que sólo parcial y localmente tiene resuelto este problema. De ahí que el petróleo sea un *commodity* y el gas no y que el crudo tenga un precio internacional y el gas no.

Si bien resulta mucho más barato poner en producción y producir un yacimiento de gas que uno de petróleo a iguales profundidades, por supuesto, el problema económico se complica cuando se entra en las etapas de transporte y distribución, facilidades que para el caso del gas son condicionantes de su aprovechamiento, son fijas e inelásticas, de elevados costos y plazos muy largos de amortización. Por todo esto es necesario contar primero con las reservas comprobadas que justifiquen las inversiones por un lado y por otro, contar con la seguridad de una demanda a mediano o largo plazo. Invertir en infraestructura sobredimensionada no es buen negocio.

Para el caso del petróleo siempre existen alternativas que permiten la producción temprana de los yacimientos e ir adecuando la evacuación a la evolución de las reservas.

El problema argentino

Hasta el presente en la Argentina se ha descubierto tanto gas como petróleo (reservas in situ), pero en volúmenes equivalentes hay más reservas de gas que de petróleo, simplemente porque se ha producido más petróleo que gas. No obstante lo cual, por las razones explicadas anteriormente, el recurso "Petróleo" hoy en día es por lo menos 4 veces superior al de gas.

La producción de petróleo supera holgadamente la demanda interna (autoabastecimiento), a punto tal que se pueden exportar 10 a 15 millones de m³/año. Este rápido incremento de la producción (14 millones de m³ en cinco años) no parece estar acompañado por un razonable incremento real de las reservas, especialmente en YPF S.A., siendo previsible entonces que a corto plazo se quiebre la curva ascendente de la producción como ocurrió en 1963, 1973 y 1981, claro que ahora las causas no serán el efecto de políticas pendulares o malas conducciones de la ex empresa estatal como lo fueron entonces, sino que jugarán un papel primordial

las reservas y su incorporación por nuevos descubrimientos.

Para el caso del gas la situación es diferente ya que existe una capacidad potencial de producción que está frenada por falta de evacuación y una capacidad de consumo interno no satisfecha. Por ahora, y mientras esta situación se mantenga, existe un razonable pero aparente equilibrio entre la producción y las reservas. No obstante lo cual, un rápido incremento de la capacidad de evacuación (gasoducto) exigirá la incorporación de reservas necesarias para seguir manteniendo ese equilibrio o de lo contrario, peligrará la disponibilidad de reservas comprobadas y aun de las probables en el mediano plazo (10-15 años). Desde el punto de vista de utilización del recurso gas, pareciera más razonable, por ahora, mirar sólo hacia adentro del país antes que exportar, al menos mientras persistan las actuales circunstancias.

Escasez del recurso

Casi todas las estimaciones de demanda futura de gas hasta el año 2015 (20 años) prevén un crecimiento que, con algunas variantes, se sitúan entre 2,5% y 3,5% anual acumulativo, con lo que se llega al final del período a necesidades del orden de los 45-50 MMMm³/año, o sea unos 130 MMm³/día (en 1995 fue de 69 MMm³/día).

Para relacionar estos valores con la producción que se extrae de los yacimientos, es necesario incrementarlos en un 20-25% como consecuencia de aventamientos, consumos de yacimientos, pérdidas, etcétera.

A fin de poner en perspectiva el problema del gas en la Argentina, se ha preparado un ejercicio haciendo crecer la demanda sólo un 1,5% anual acumulativo desde 1995 al 2015, agregando a los primeros años las necesidades requeridas por aquellos proyectos cuya ejecución está prevista para el corto plazo. Se incluyen los rubros Generación Eléctrica, Fertilizantes, Petroquímica, Exportaciones a Chile y Urugua-

yana, Interrupción de la importación desde Bolivia, etc. Gradualmente se fueron incorporando volúmenes que en el año 2002 alcanzan los 14.000 MMm³/año, valor que a partir de ahí permanece constante durante todo el período sin ser afectados por el crecimiento previsto del 1,5% anual.

Partiendo de las reservas Comprobadas de 1994 y 1995 (datos ciertos) y de los valores estimados para las reservas Probables y Posibles de 1996, se fueron incorporando anualmente los volúmenes necesarios para que la relación Reservas/Producción no sea inferior a 10 (Horizonte de reservas de 10 años).

Como puede verse en la planilla adjunta, las reservas Probables (que son llamativamente bajas) debieran incorporarse a la producción en su totalidad, antes de que termine el año 2000 (dentro de 4 años!!), y las Posibles (reservas que aún no han sido descubiertas) ya tendrían que empezar a incorporarse a la producción dentro de 4 ó 5 años, cosa que parece muy poco factible.

Durante el período 1996-2015 las reservas que debieran incorporarse a la producción rondan los 50.000 MMm³/año. Los valores históricos muestran que en los últimos 30 años se incorporaron en promedio 30.000 MMm³/año (incluye el yacimiento Loma de la Lata), se baja a 20.000 MMm³/año para los últimos 15 años (sin Loma de la Lata) y en los últimos 10 años, sólo se llega a los 18.000 MMm³/año (ver gráfico adjunto).

Si a este ejercicio se agregara la exportación a Brasil (25 MMm³/d) a partir del año 2005, la incorporación promedio anual subiría unos 9.000 MMm³/año a partir del año anterior. Claro que resultaría muy difícil justificar la inversión para el gasoducto con un horizonte de reservas de sólo 10 años.

Las actuales reservas Comprobadas (619.295 MMm³) tienen un horizonte de sólo 13 años en las condiciones supuestas en el ejercicio, contra los 19,8 años que resultan de compararlas con la producción prevista para 1996. Esta circunstan-

cia pone al sistema en situación de riesgo y pareciera oportuno empezar a analizar la utilización de un recurso que dentro de no muchos años va a ser escaso.

Invertir para buscar gas, aun en el caso de tener éxito, es inmovilizar capitales por mucho tiempo. Tanto es así, que el Plan Houston y el Plan Argentina han previsto una prórroga de 5 o más años para la declaración de la comercialidad del descubrimiento de un yacimiento de gas *"condicionado al previo desarrollo del mercado de gas natural, a la posibilidad de su industrialización y a la capacidad disponible para su transporte"*. Cualquiera de estas alternativas requieren que de alguna forma existan demandas garantizadas por contratos de compra de largo plazo. En estas condiciones parece razonable pensar que en el futuro las inversiones para el desarrollo de los yacimientos y de las facilidades para su aprovechamiento deberán ser compartidas por el dueño de la reserva y por el consumidor.

La necesidad de incorporar reservas por un lado, y la inmovilización de capitales destinados a explorar, por el otro, son dos situaciones difíciles de compatibilizar, pero será necesario encontrar adecuadas soluciones mediante una política para los hidrocarburos, especialmente para el gas, que tenga en cuenta estas circunstancias para optimizar el uso futuro del recurso.

CONCLUSION

Quienes estimen que dentro de pocas décadas los hidrocarburos no serán imprescindibles, que aprovechen ahora para usarlos como salvavidas a problemas económicos de corto plazo, en cambio quienes crean que los mismos hidrocarburos serán necesarios en el futuro que recuerden que *"la caridad bien entendida empieza por casa"*.

EL MARCO GEOLOGICO ARGENTINO EN LA EXPLORACION DE HIDROCARBUROS, CON ESPECIAL REFERENCIA AL GAS

por Pedro Lesta

Los hidrocarburos constituyen en la actualidad el 80% de la oferta de energía del país. A excepción de un volumen de 6 millones de m³/día, importados de Bolivia, la totalidad proviene de producción nacional.

Esta producción fue, en 1994, de 38.678.000 de m³ de petróleo y de 27.464.000.000 de m³ de gas. Las reservas comprobadas actuales son de 353.889.000 de m³ de petróleo y 526.218 millones de m³ de gas, lo que significan aproximadamente 9 años de abastecimiento de petróleo al consumo actual y unos 20 años para el gas. (Fig. 1)

Primero, el gas permite un margen mayor para la exploración, porque la denominada "ventana del petróleo" referida al rango de condiciones en las que este fluido se puede formar, es considerablemente menos amplia que la "ventana del gas".

Segundo, las porosidades y permeabilidades requeridas para producir ambos fluidos son menores en el gas que en el petróleo. Ambos factores llevan a que se puede explorar por gas a mayor profundidad que por petróleo. Por otra parte, evidentemente, la exploración profunda también da información de niveles más someros, aptos para alojar petróleo.

Tercero, la producción de un yacimiento de petróleo se puede incrementar mejorando el factor de recuperación, estimado aproximadamente en el 20% hasta más del 30%, con métodos de recuperación asistida, lo que en cierta forma atenúa la dependencia inmediata del éxito de exploración. En el caso del gas, en cambio, no hay posibilidad de recuperación asistida, por lo cual el incremento de reservas depende exclusivamente de la exploración.

Cuarto, el petróleo es una "commodity", es decir, por su facilidad de transporte, hay un comercio mundial a precio internacional y se puede, llegado el caso, importar. En cambio el gas, cuyo principal medio de transporte es el gasoducto, tiene un valor más local y se necesita mucho más tiempo para planificar su distribución.

Como conclusión de lo anterior se puede deducir que si no se llegara a descubrir más petróleo se podría seguir obteniendo hasta cierto límite, perfeccionando la recuperación de los antiguos yacimientos y en el peor de los ca-

sos importarlo. En cambio el gas, si se agotara, no podría ser sustituido por gas importado, ya que Argentina está rodeada de países pobres en gas y no es posible pensar en gasoductos desde Venezuela o Colombia. El caso de la importación de gas en forma de metano licuado podría resultar muy costosa.

Todo esto me lleva a considerar que es mucho más importante analizar la situación del país con respecto al gas que con respecto al petróleo, máxime si Argentina quiere -y yo creo que puede- ser un país exportador de gas en la región.

Para facilitar la presentación del tema utilizaremos como medida de volumen el TCF, o trillón de *cubic feet* como se aplica en países de habla inglesa. 1 TCF equivale aproximadamente a 28 mil millones de m³ de gas, volumen que por casualidad es aproximadamente lo que produce Argentina en un año (Fig. 2).

1

Hidrocarburos

Contribución a la oferta de energía:
aprox. 80%

Producción Anual 1994

Gas	27.464.000.000 m ³
Petróleo	38.678.000 m ³

Reservas Comprobadas 1994

Gas	526.218.000.000 m ³
Petróleo	353.889.000 m ³

Relación Reservas/Consumo Anual

Gas	20 años aprox.
Petróleo	9 años aprox.

(Origen: Secretaría de Energía-Anuarios)

La contribución relativa del gas y del petróleo en la oferta de energía actual es aproximadamente del 40% para el petróleo y del 40% para el gas. Argentina es, en el orden mundial, uno de los países donde el aprovechamiento del gas como fuente de energía es más intenso.

Ahora analicemos comparativamente las diferencias que, desde muchos puntos de vista (exploración, producción, distribución), existen entre el petróleo y el gas.

2

Relación TCF/m³

TCF es trillón (uso EE.UU.) de pies cúbicos de gas, es decir: 1 TCF: 1.000.000.000.000 cu/ft.

1 TCF corresponde aproximadamente a 28.000.000.000 m³, que es aproximadamente la producción anual de Argentina.

Si observamos el cuadro de Marcelo Yrigoyen en su presentación en el Bureau of Economic Geology de la Texas University: *Natural Gas Resources in Argentina* (1994) se ve que las reservas probadas, probables y posibles se pueden estimar para el total del país en unos 50 TCF (Fig. 3). En general, coincido ampliamente con este cuadro, exceptuando en la parte referida a Cuenca Austral, donde, por comprobaciones posteriores a la fecha en que Yrigoyen lo confeccionó podemos decir que las reservas probadas y probables llegan fácilmente a los 10 TCF y las posibles, en mi propia estimación, a unos 6 TCF.

Veamos ahora qué se puede esperar como incremento del consumo en Argentina y los dos países con mayores

Reservas de gas natural en Argentina

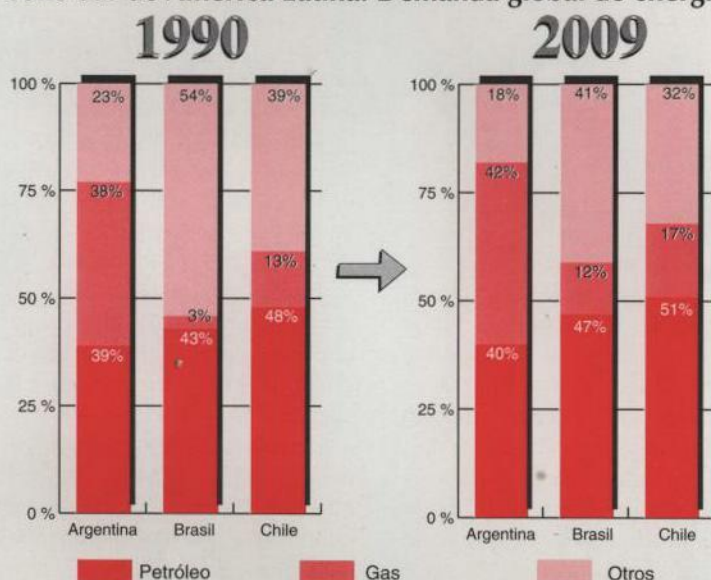
Cuenca	Comprobada (1)			Probable (2)			Posible (3)			Total Cuenca (1)+(2)+(3)			Potencial Exploratorio	
	Bm3	(%)	Tp3	Bm3	(%)	Tp3	Bm3	(%)	Tp3	Bm3	(%)	Tp3	Bm3	Tp3
Noroeste	127.4	(24)	4.5	14	(9)	0.5	286	(41)	10.2	427	(31)	15.2	283	10
Cuyo	1.1	—	0.04	—	—	—	—	—	—	2	—	0.07	—	—
Neuquén	323	(60)	11.5	42	(27)	1.5	232	(33)	8.3	597	(43)	21.3	396	14
Austral	68	(13)	2.4	85	(55)	3	159	(22)	5.7	309	(22)	11	—	—
Total País	533.5	(100)	19	155	(100)	5.5	707	(100)	25,2	1,395	(100)	50		

Nuevas Cuencas Potenciales: Colorado, San Julián, Asfalto, Bolsones, etcétera.

Marcelo Yrigoyen - Dic. 1994 - BIP-11

Fig. 4

Cono Sur de América Latina. Demanda global de energía



(A. Bulgheroni 1995, Latin American Gas Round Table)

requerimientos de energía del Cono Sur: Brasil y Chile. Estas figuras provienen de una conferencia dada por Alejandro Bulgheroni en el "Latin American Gas Round Table" (Bariloche, abril de 1995).

Para los próximos 15 años, la demanda global de energía en Argentina, Brasil y Chile se estima que tendrá, comparada con la de 1990, las características mostradas en la Fig. 4 mientras que la proyección de la demanda estimada de gas se muestra en la Fig. 5.

Estas figuras, trasladadas a TCF, significan que Argentina en los próximos 15 años necesitará algo más de 18 TCF, lo cual sumado a los consumos estimados de Brasil y Chile, hace un total de unos 30 TCF (Fig. 6), bastante por debajo de los 50 TCF mencionados por Marcelo Yrigoyen o las 53 de mi pro-

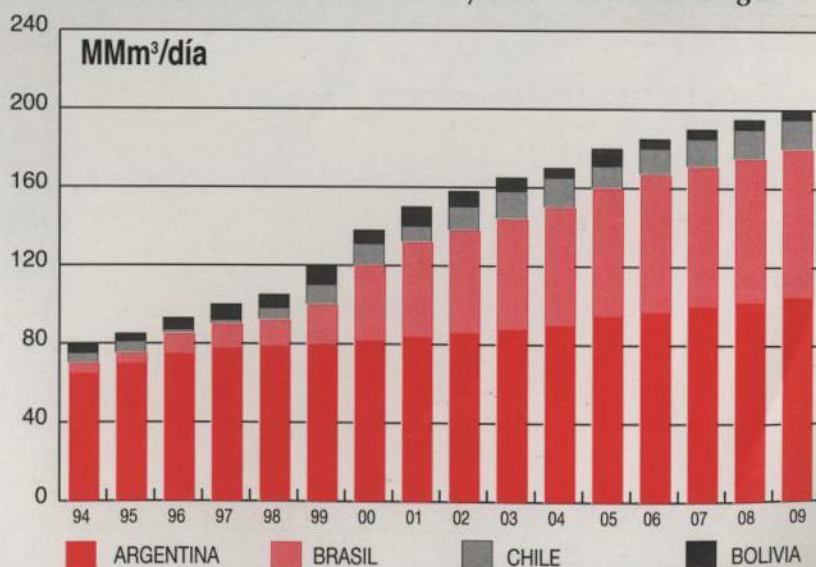
pia estimación. Es cierto que de éstos, 25 TCF pertenecen a reservas posibles, por lo que deben ser confirmados por exploración, pero esta no es, evidentemente, una tarea de alto riesgo.

Considero que en los próximos cinco años veremos importantes acontecimientos en el aprovechamiento del gas: el incremento de la exploración, la construcción de un gasoducto paralelo desde Tierra del Fuego a Buenos Aires, donde hay suficientes reservas probadas como para ayudar a disminuir las exigencias de descubrimientos inmediatos que tiene la cuenca Neuquina y finalmente, la construcción de gasoductos internacionales.

Queda flotando, sin embargo, una pregunta ¿qué pasará después del año 2009? Aquí entramos en uno de los temas más difíciles que puede afrontar la exploración de hidrocarburos: la cuantificación de los recursos, es decir, estimar el volumen de hidrocarburos que se puede descubrir en cuencas que no tienen información geológica suficiente.

Se ha escrito mucho sobre el tema, generándose diversos tipos de fórmulas para pronosticar algo que, por definición, se conoce muy poco, por lo que personalmente me resulta muy difícil asignarles utilidad. Confío más, en

Cono Sur de América Latina. Proyección demanda de gas

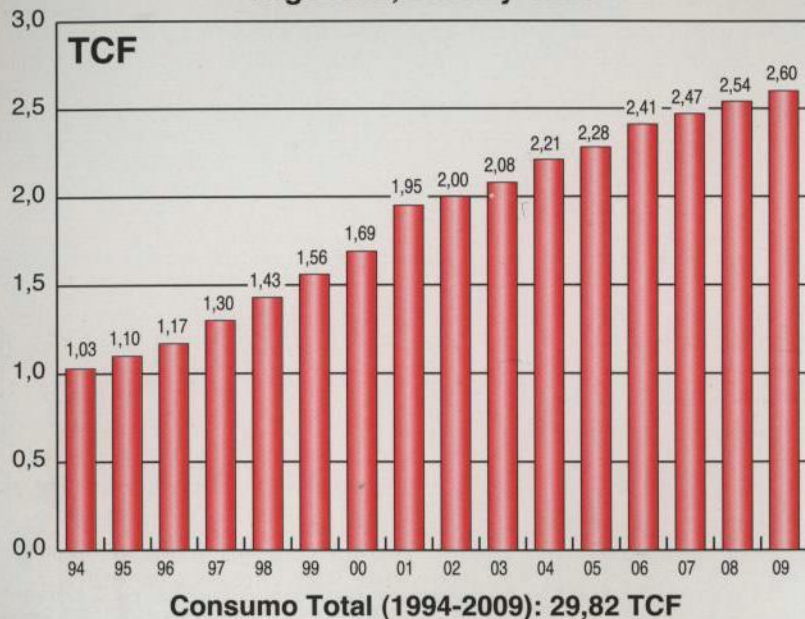


(A. Bulgheroni 1995, Latin American Gas Round Table).

Fig. 5

Fig. 6

Proyección de la demanda de gas (TCF) Argentina, Brasil y Chile



cambio, en uno de los métodos sugeridos, el denominado "delphii" según el cual un conjunto de geólogos experimentados y con profundos conocimientos sobre el país a estudiar, pueden llegar a conclusiones razonables.

En este caso, creo que la primera conclusión razonable a la que se puede llegar es que el nuestro es un país subexplorado.

Por mi parte, considero que en Argentina queda mucho gas por descubrir,

tal vez tanto o más que el que se ha descubierto hasta el momento. Baso mi creencia en que queda mucho por investigar en las cuencas conocidas y más en las desconocidas. En las primeras, es indudable que falta la exploración profunda y en algunos casos la horizontal.

En las segundas, nuestros conocimientos son preliminares y la nueva investigación puede revelar rasgos geológicos insospechados. Aun a riesgo de parecer pedante, permítaseme recordar

una frase de Shakespeare en *Hamlet* "Hay más cosas en el cielo y en la tierra, Horacio, que las que puede soñar nuestra filosofía" y que me parece que se puede aplicar con justeza a la exploración "frontier".

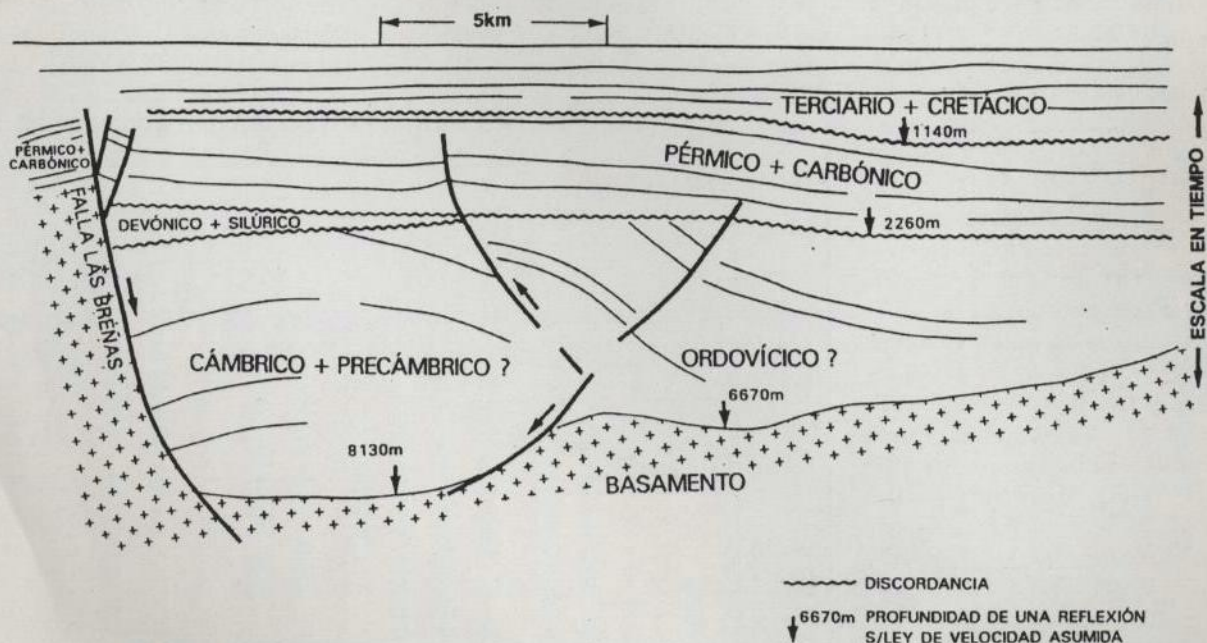
Doy dos ejemplos: en plena cuenca Chacoparanense hay un profundo rift, estrecho y alargado, con más de 6000 m de espesor sedimentario, cuya sección inferior sólo puede ser cámbrica o precámbrica (Fig. 7). También en plena cuenca Chacoparanense hay una faja de anticlinaje fallados, fuertemente plegados, de rumbo E-O, en sedimentos del Paleozoico (devónicos a pérmicos) con una disposición tipo "horse tail" que debe haberse conformado entre el fin del Pérmico y la base del Cretácico (Fig. 8).

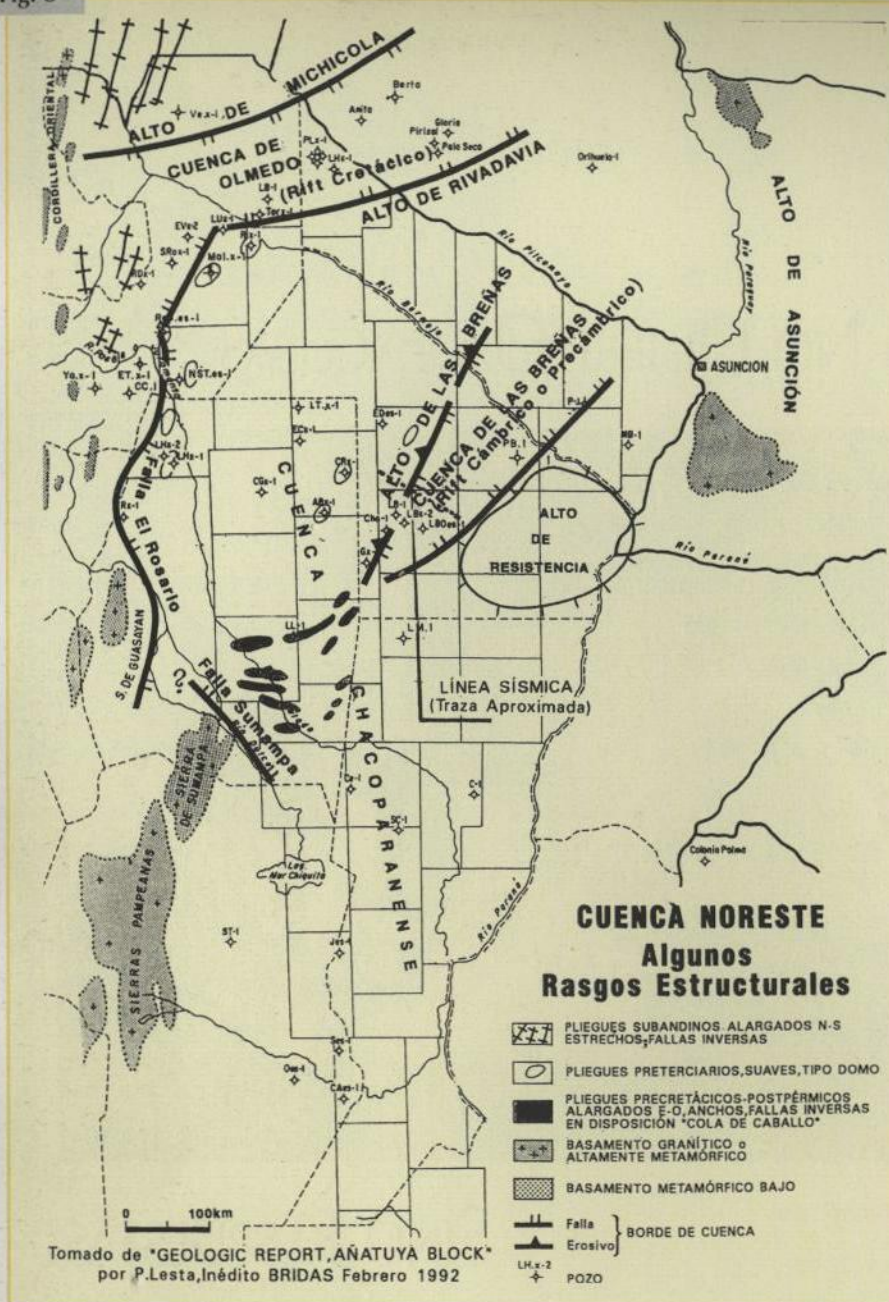
Ambos rasgos eran imposibles de prever si uno aplicaba los viejos conocimientos, obtenidos de trabajos sísmicos antiguos y escasos pozos, de la cuenca Chacoparanense.

Entonces ¿cuántas situaciones, aptas para la exploración de hidrocarburos, pueden presentarse en las cuencas mal conocidas, o desconocidas, del país? ¿Qué pasa en profundidad?, ¿qué puede presentarse en la plataforma continental?

Fig. 7

Rift "Las Breñas", esquema basado en una línea sísmica





Post scriptum

Desde el momento en que se presentó este trabajo en la Casa del Geólogo (con motivo del quincuagésimo aniversario de la Asociación Geológica Argentina, el 30 de junio de 1995) hasta el presente, se han producido una serie de descubrimientos de yacimientos gasíferos que están confirmando las previsiones efectuadas.

En efecto, particularmente en la cuenca del Noroeste, las compañías Tecpetrol, Compañía General de Combustibles, YPF S.A., con sus respectivos asociados han hecho público el éxito que obtuvieron en distintos pozos exploratorios, al producir grandes caudales de gas.

Esto reafirma la estratégica situación de Argentina para proveer de gas a naciones vecinas, ya que tiene y tendrá sin dudas, las mayores reservas de gas de la región.

Creo que falta mucho por hacer en la exploración de Argentina, en especial, la llamada "frontier exploration" de muy alto riesgo. Algunas empresas ya lo están haciendo, por lo cual hay que felicitar a sus exploracionistas y ejecutivos. Pienso que en la medida en que la explotación de gas sea un buen negocio, otras más lo van a hacer.

Pero la base de todo está en el pensamiento geológico. El petróleo está en la mente de los hombres, dijo un gran explorador, y efectivamente siempre detrás de los hallazgos hay una mente creadora, audaz, imaginativa, que logra interpretar las claves sutiles que nos da la geología.



TESMEC
USA, INC.

TESMEC

*** Zanjadoras de cadena y de disco para todo tipo de suelo.**
(Chainsaw and Rocksaw Trenchers)

*** Equipos y accesorios para tendido de Líneas Eléctricas**
de Alta Tensión y cables de fibra óptica.

México 625 1ro "A" (1097) Capital Federal - TeleFax: 362-4810 - Fax: 362-4726.