

Hacia una actividad exploratoria competitiva y permanente

“Congreso Internacional Bolivia Gas & Energía 2010”

Raúl E. García

Santa Cruz de la Sierra, Bolivia

Agosto 2010

ÍNDICE

I. DESARROLLO DE LOS RECURSOS GASÍFEROS

II. LAS NECESIDADES DE RESERVAS EN LA REGIÓN

III. LOS PRECIOS EN LA REGIÓN

IV. LAS INVERSIONES NECESARIAS

V. EL CASO ARGENTINO...

VI. CONCLUSIONES

I. DESARROLLO DE LOS RECURSOS GASÍFEROS

Las preguntas que nos hacemos en la región (o seguimos haciéndonos...) en materia de abastecimiento:

- Es posible generar un marco de transacciones entre los países que sea superador de la prioridad de abastecimiento interno y los intercambios bilaterales?
- Serán el GNL y los combustibles alternativos las vías de escape a los problemas de abastecimiento?
- Será posible integrar internacionalmente la cadena de precios de los energéticos conciliando objetivos de política interna?
- Cuál es el rol y conducta del Estado y del sector privado en el desarrollo de los recursos gasíferos?

Algunas cuestiones económicas básicas sobre la actividad hidrocarburífera

- Se emprende la actividad exploratoria en la medida que los beneficios netos de incorporar las reservas superan los costos esperados de aquella
- Los recursos hidrocarburíferos generan renta, que en parte es apropiada por el Estado.
- La apropiación de renta por el estado – impuestos, regalías y otras formas de participación- tiene implicancias en el desarrollo de la actividad y la incorporación de reservas.

Si las acciones del Estado no son previsibles, se reduce el beneficio de incorporar reservas y se eleva el costo de la actividad exploratoria.

Consecuencias:

- Disminuye la actividad exploratoria en el mismo bloque
- Disminuye el interés de la actividad exploratoria en general
- Se sobre- explota?

Estamos de acuerdo en que el Estado no puede modificar el riesgo geológico pero sí puede afectar el riesgo político- regulatorio.

Estamos de acuerdo en que los impuestos no gravan necesariamente la renta, igualmente extraen participación y pueden resultar muy distorsivos.

Recursos

Exploración



1. Permisos: adecuación al riesgo exploratorio. Comercialidad. Ventajas impositivas

Reservas



Reservas Económicas



D y P

Conversión
stocks a flujos
para satisfacer
demanda
temporalmente



2. Organización de la actividad upstream: “Calidad” de los regímenes de concesión u otros



T, D y C



3. Organización de la interfase con el mid-downstream: Pricing y Contratación de largo plazo con la demanda



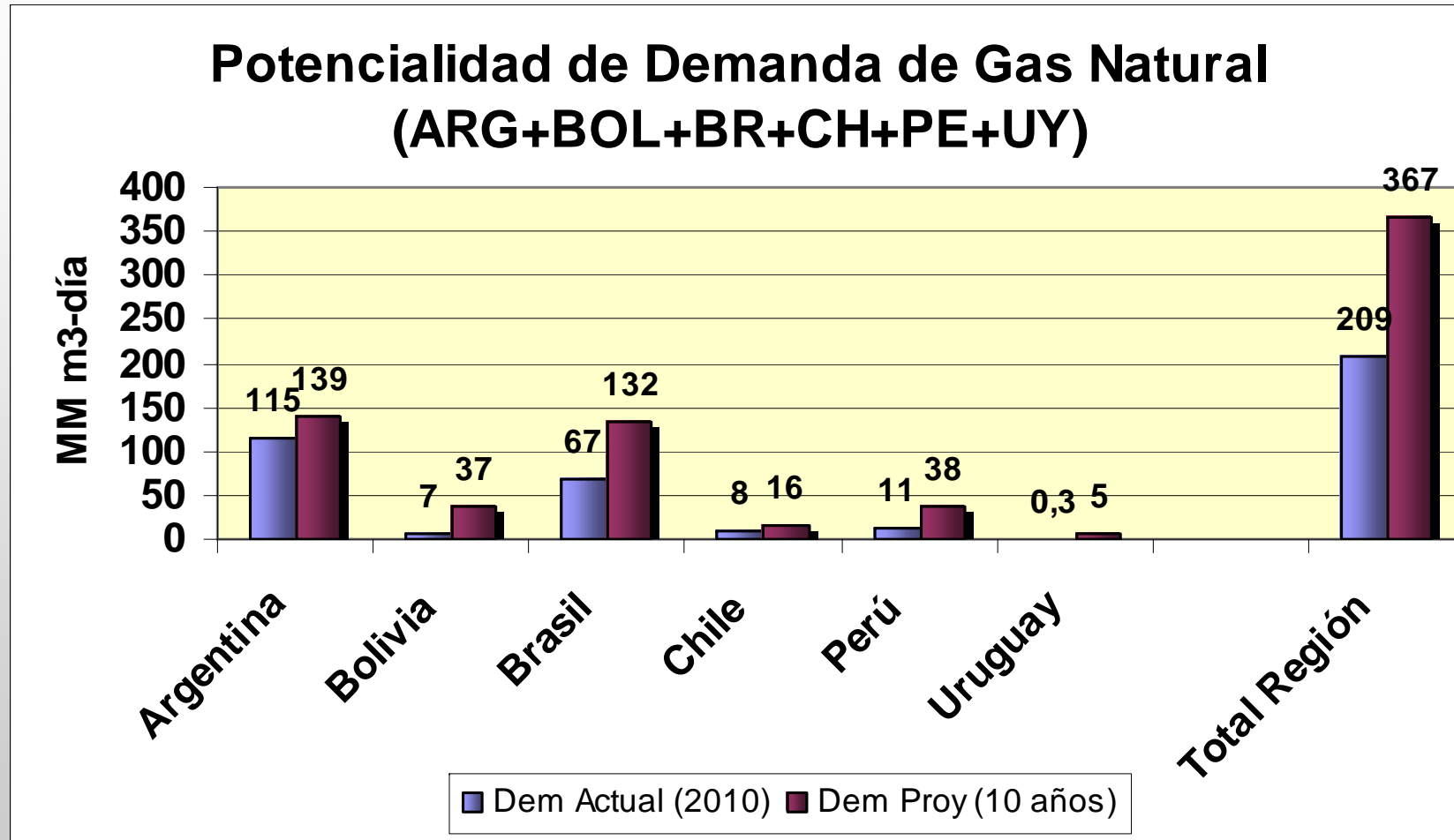
Demanda

“Calidad” hace referencia a los siguientes aspectos:

- **Extensión temporal de la concesión para:**
 - Recuperación de las inversiones
 - Incremento de productividad por mayor conocimiento del área y el desarrollo tecnológico > incrementar las reservas
 - Disminución de los costos a pesar de todo (mayor renta)
- **Estabilidad de las reglas de juego**
 - Tributaria: take estado y privado
 - Impuestos específicos y participaciones
 - Reglas por tipo de yacimiento y magnitud de los precios internacionales.
 - Precios: su formación (mercados de referencia, otros)
- **Otros aspectos**

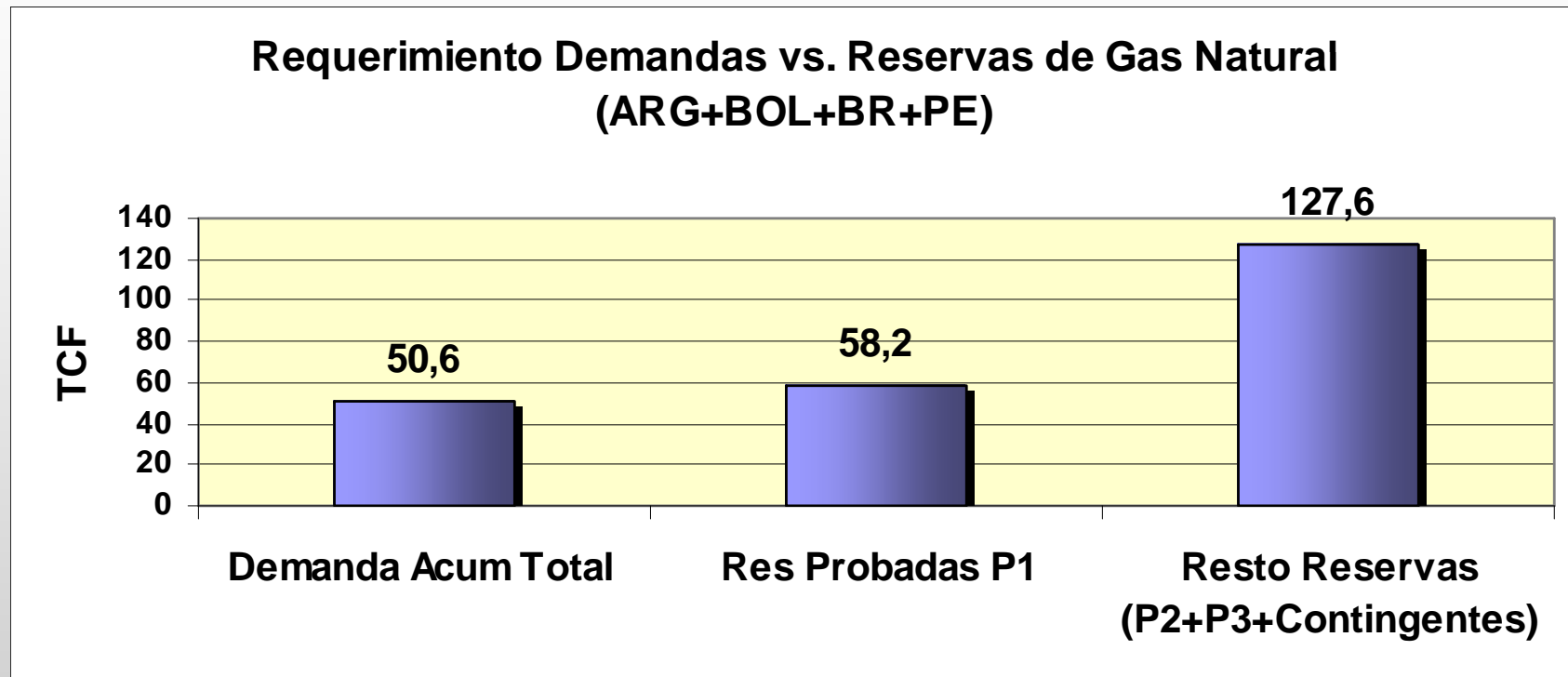
II. LAS NECESIDADES DE RESERVAS EN LA REGIÓN

PROYECCIÓN DE DEMANDA GN EN LA REGIÓN



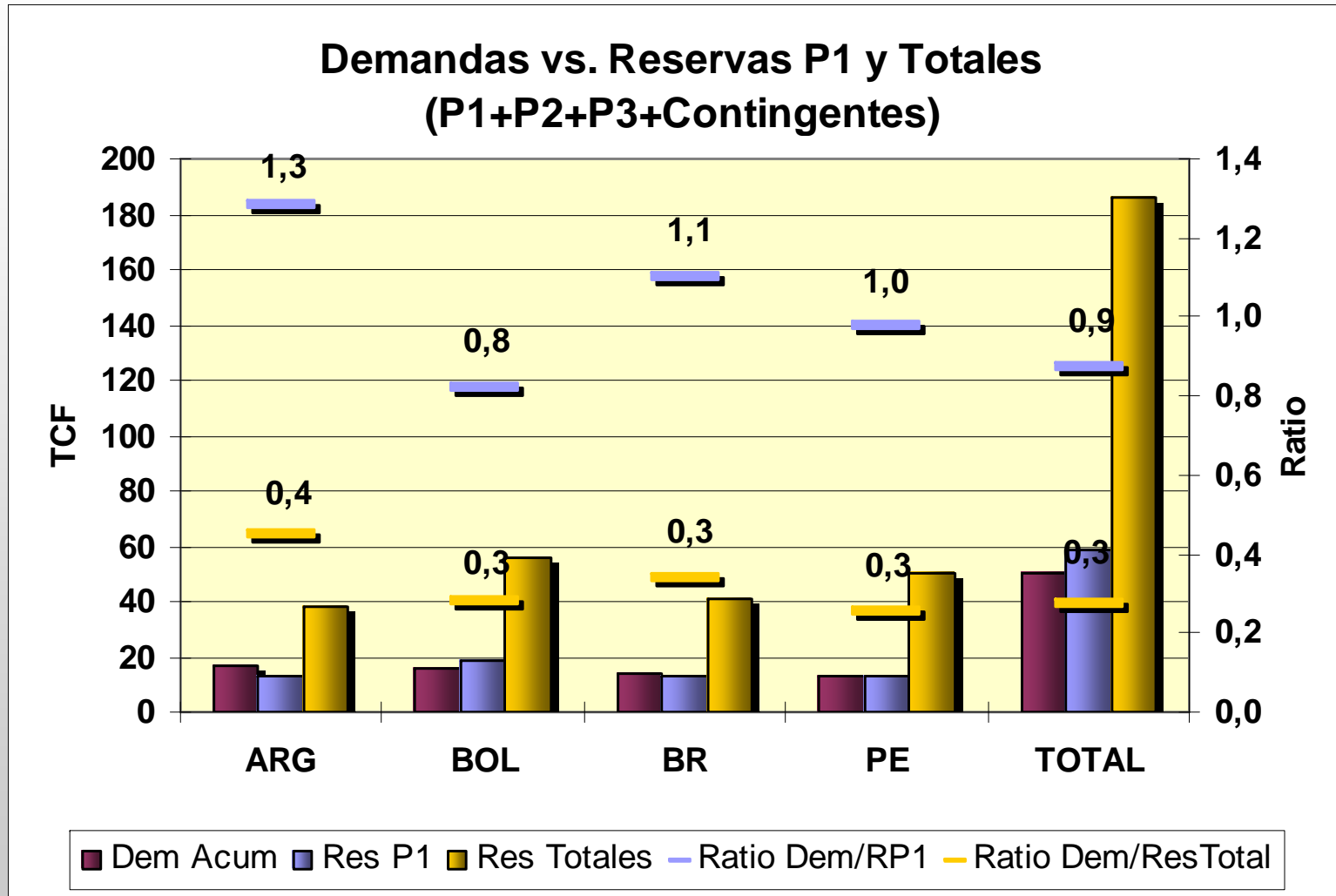
Fuente: R. García Consultores en base a fuentes públicas y privadas

DEMANDA TOTAL GN DE LA REGIÓN VS. RESERVAS



Fuente: R. García Consultores en base a fuentes públicas y privadas

DEMANDA DE GN POR PAIS VS. RESERVAS



Fuente: R. García Consultores en base a fuentes públicas y privadas

REQUERIMIENTO DE DESARROLLO DE OFERTA DE GAS

ARGENTINA		
Proy Acum 2010-2019 (en TCF)	Sin Efecto Precio	Con Efecto Precio
Dem R+C+GNC	5,7	5,2
Dem Ind	6,0	5,5
Dem GE	5,3	5,3
Dem Expo	0,1	0,1
Dem Total	17,1	16,1
Producción Gas Convencional (con declinación)	11,0	
Importación Bolivia (DOP contrato Enarsa/YPFB)	2,0	
Oferta Total	13,0	
Demanda - Oferta	4,2	3,2
Producción Gas No Convencional (18 MM m3-d / 2013)	1,9	
Importación GNL (30 MM m3-día)	1,4	
Nec adicional oferta gas	0,8	-0,2

III. LOS PRECIOS EN LA REGIÓN

PRECIOS ACTUALES DE GAS EN LA REGIÓN

Valor Commodity gas, en U\$/MM BTU, I semestre 2010

Precio de Gas	ARGENTINA	BRASIL	URUGUAY	CHILE	BOLIVIA	PERU
Producción Doméstica	2,1	6,7	-	-	5,7	1,6
Importado	7,9	5,8	9,9	10,0-13,0	-	-
Exportado	10,0	-	-	-	6,1	0,6
Incluido en Tarifa Doméstica	0,36-3,0	6,1	9,9	10,0-13,0	0,9	0,98-2,69

Notas:

Producción doméstica: precio promedio percibido de ventas (mercados interno y exportación). En Bolivia quien percibe es YPFB. El precio incluye las regalías vigentes en cada país. En Brasil es precio promedio de Petrobras menos Transporte

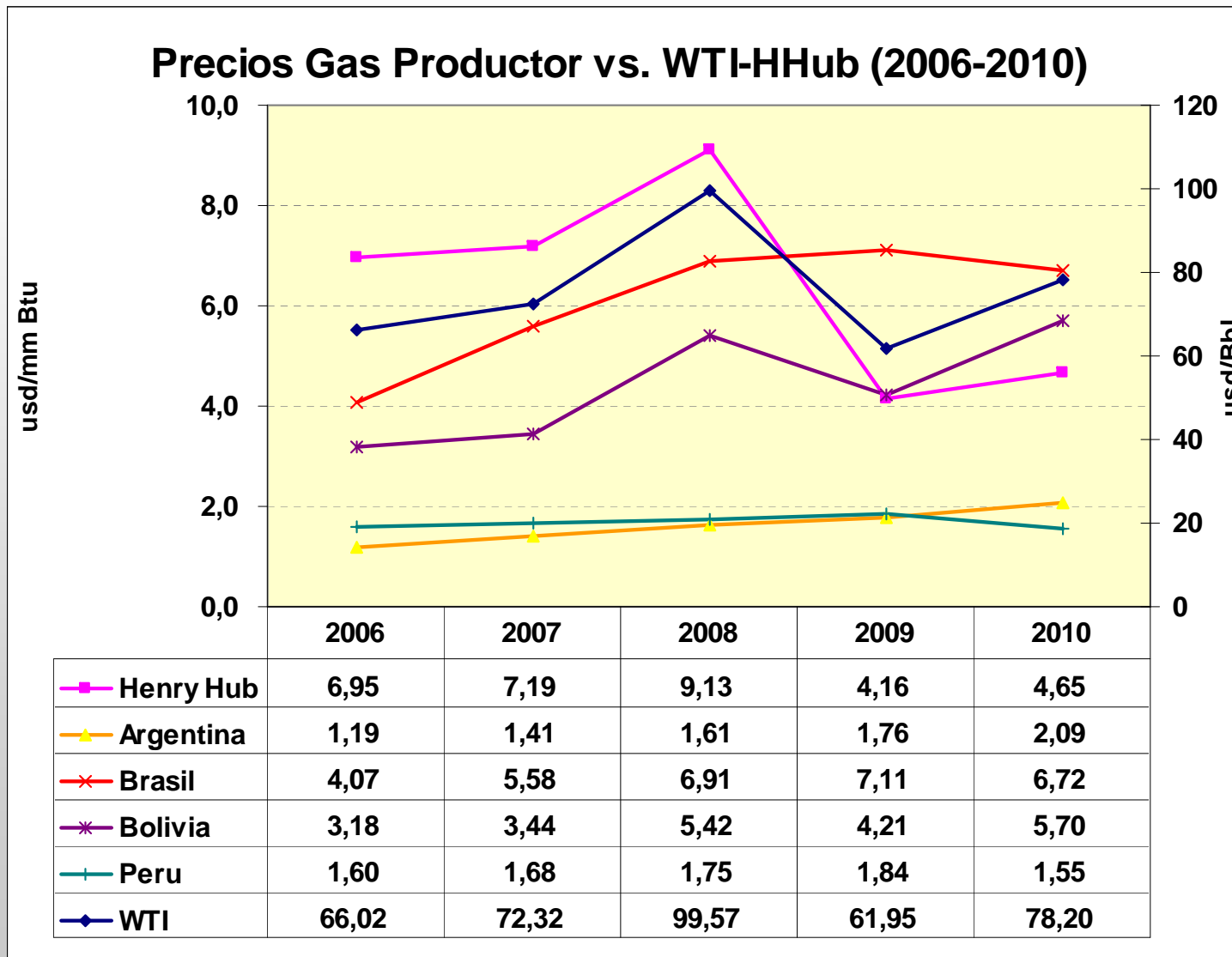
Importado: Argentina: precio promedio ponderado de importaciones de Bolivia (7,4 us\$/mmbtu) y LNG (8,5 us\$/mmbtu); Brasil: precio ponderado de importación desde Bolivia. Valores para Uruguay y Chile: incluyen retenciones establecidas por el Gob Argentino; para Chile se incluye rango de precios (importación Argentina vs. Importación LNG)

Exportado: Precio en Argentina incluye retención igual al 100% del precio de importación; Bolivia: precio promedio ponderado de exportaciones a Brasil (5,8 us\$/mmbtu) y Argentina (7,3 us\$/mmbtu); Perú: Net Back Boca de Pozo de la exportación de LNG

Incluido en Tarifa Doméstica: Para Argentina y Perú, el rango inferior del precio consigna el valor establecido para el sector residencial y el superior el correspondiente al sector industrial

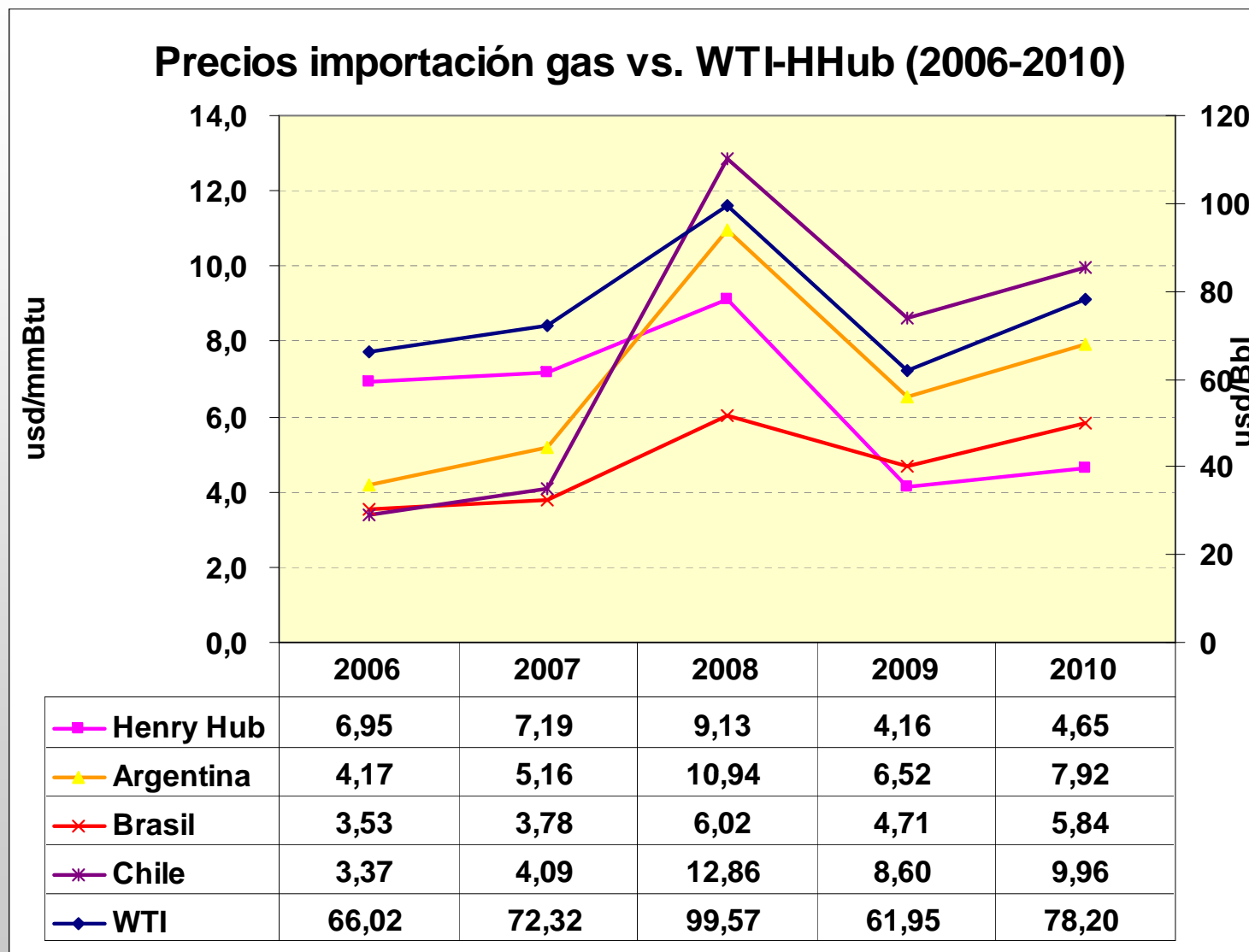
Fuente: R. García Consultores en base a fuentes públicas y privadas

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE GAS EN LA REGIÓN



Fuente: R. García Consultores en base a fuentes públicas y privadas

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE GAS EN LA REGIÓN



Fuente: R. García Consultores en base a fuentes públicas y privadas

IV. LAS INVERSIONES NECESARIAS

MAGNITUD INVERSIONES EN DESARROLLO OFERTA GN

País	Características Inversión	Inversión estimada (en MM U\$S)
Argentina	Desarrollo Gas No Convencional / 600 pozos / Producción 18 MM m3-día	3.000,00
Bolivia	Desarrollo Gas de Megacampos / +31 MM m3-día	3.100,00
Brasil	Desarrollo gas contingente según Plan Decenal EPE (2010-19) / 25 MM m3-día	7.500,00
Perú	Inversión desarrollo producción Consorcio Camisea Lotes 88+56 / 43,8 MM m3-día en tres etapas	2.200,00
		15.800,00

Fuente: R. García Consultores en base a fuentes públicas y privadas

V. EL CASO ARGENTINO...

Cuáles son los problemas para desarrollar reservas?

- La re-inversión de la renta en la actividad exploratoria se detiene si hay elevada incertidumbre para su apropiación.
 - La inestabilidad impositiva y precios alejados de los costos económicos
 - La ausencia de contratos de LP en parte de la cadena
- El dilema Gas Viejo/nuevo/viejo
- Metodología del caso por caso para incorporar nuevas reservas

Comportamiento de algunos de estos elementos que hacen a la calidad en la Argentina

- Retenciones. Precios domésticos y externos.
- Precios en la cadena del gas. Cambios de regímenes.

Incidencia en las participaciones (takes) productores, consumidores y estados

RETENCIONES EXPORTACIONES PETRÓLEO Y GAS NATURAL

2004		2006		2008-actual	
Alícuota	Base V.Retención	Alícuota	Base V.Retención	Alícuota	Base V.Retención

Gas Natural	20%	Precio Exportación	45%	Precio Importación Bolivia	100%	Precio Máx (Bol, LNG)
-------------	-----	--------------------	-----	----------------------------	------	-----------------------

2002		2004		2007-actual	
Alícuota	Base V.Retención	Alícuota	Base V.Retención	Alícuota	Base V.Retención

Petróleo	20%	Precio Exportación	25%	Hasta 32 usd/bbl	Retención Plena sobre 42usd/bbl	Si bbl > 60,9
			Creciente hasta 45%	> 45 usd/bbl	45%	Si bbl <60,9 y >45
					Definida en 90 días	Si bbl <45

VI. CONCLUSIONES

La pregunta básica al comienzo:

Cómo hacer atractiva/competitiva la actividad exploratoria?

Son varias las cuestiones que deben evaluarse:

- Las dificultades geológicas, los potenciales recursos. Son mucho más costosos de extraer? Ejemplo, se acabaron los megayacimientos de gas convencional.
- Qué seguridad da el negocio en toda la cadena? Son los regímenes de explotación lo suficientemente atractivos? Es posible la contratación de largo plazo en la interfase? Gas y Petróleo, parecidos, pero no tanto.
- En todo esto, minimización de los riesgos políticos regulatorios manifestados en los cambios “no reglados de los takes”. De lo contrario las concesiones son un débil instrumento para incrementar y utilizar las reservas adecuadamente.

Cuál debe ser el enfoque para que la actividad exploratoria se extienda y sea competitiva?

- Para tener en cuenta:
 - En Argentina las reservas están cayendo (30% respecto del nivel de 1990). No se repone la totalidad de lo que se produce. En los últimos 10 años se repuso solo el 10% de lo producido en el período.
 - Prácticamente el 90% del potencial exploratorio es de altísimo riesgo
 - Los yacimientos maduros están en declinación
 - Casi el 50% de la producción de gas es en baja presión.
 - En el 2001, Estado y Privados se llevaban partes iguales de la renta hidrocarburífera. En el 2009, Privados se llevan el 6%, Estado el 31% y usuarios el 63%. Fte: Montamat y Asoc.

Cuál debe ser el enfoque para que la actividad exploratoria se extienda y sea competitiva?

- Renta para una actividad hidrocarburífera sostenible
- La contractualización en la cadena (apropiarse genuinamente de la renta)
- Política fiscal acorde a las dificultades para encontrar hidrocarburos
 - Government Take
 - Disminuir el costo de la actividad exploratoria. El costo del fracaso.
- Aumentar el conocimiento del área y disminuir el costo de la actividad:
 - Los contratos de riesgo y la participación del Estado
 - La extensión de la concesión

ARGENTINA. Recrear las condiciones para relanzar la actividad exploratoria

Algunas medidas básicas:

Extensión de las concesiones en todas las regiones. El grueso de las concesiones vence en 2016-17. Aumento del Plazo de vigencia y ventaja para el operador que ha cumplido con los parámetros del contrato de concesión.

Eliminación de impuestos específicos, incentivos fiscales a la exploración y estabilidad tributaria.

“Recontractualización” de la interfase con el downstream y precios económicos.

Permisos exploratorios licitados en función de fórmulas que den previsibilidad y razonabilidad al “take”.

GRACIAS POR SU ATENCIÓN!!!