

**Análisis de la provisión futura de
gas a la Argentina.
Comparación del gas de Tight
Sands con otras opciones
importadas.**

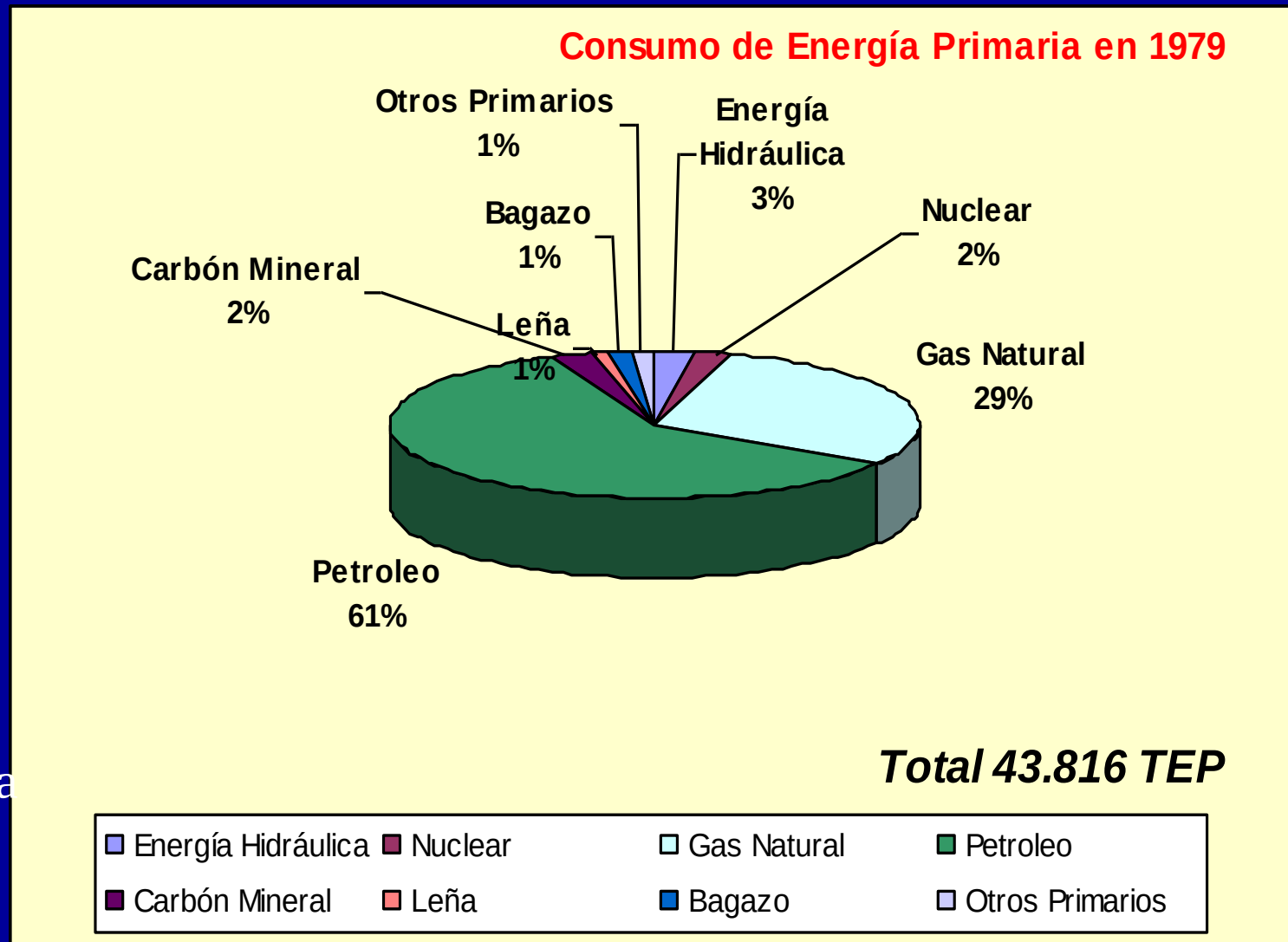
PRESENTACION UN. CUYO
LIC. EDUARDO M BARREIRO

- 1) La matriz energética argentina. Situación del gas: Un poco de historia. PBI y necesidades de gas. La instalación de nueva generación eléctrica y los combustibles necesarios. Costo y gastos en combustibles líquidos importados.
- 2) Necesidades futuras de combustibles y sus fuentes de abastecimiento. Un modelo energético futuro.
- 3) ¿Que es el gas de Tight Sands? (Gas de arenas compactas, Tight Gas)
- 4) ¿Cómo se produce el gas de Tight Sands?
- 5) Alternativas: GNL. Precios internacionales del GNL.
- 6) Algunos proyectos de plantas de regasificación de GNL en el Cono Sur.
- 7) El gas de Bolivia: Provisión y precios. La imposibilidad de cumplimiento contractual sin inversión.
- 8) Reservas de gas y su vinculación con los precios. Comentarios Resolución 24/2008 – Programa Gas Plus.
- 9) Tight gas y su valor social.

1 - La matriz energética argentina.
Situación del gas: Un poco de historia.
PBI y necesidades de gas.
La instalación de nueva generación eléctrica y los combustibles necesarios.
Costo y gasto en combustibles líquidos importados. Exportación de gas.

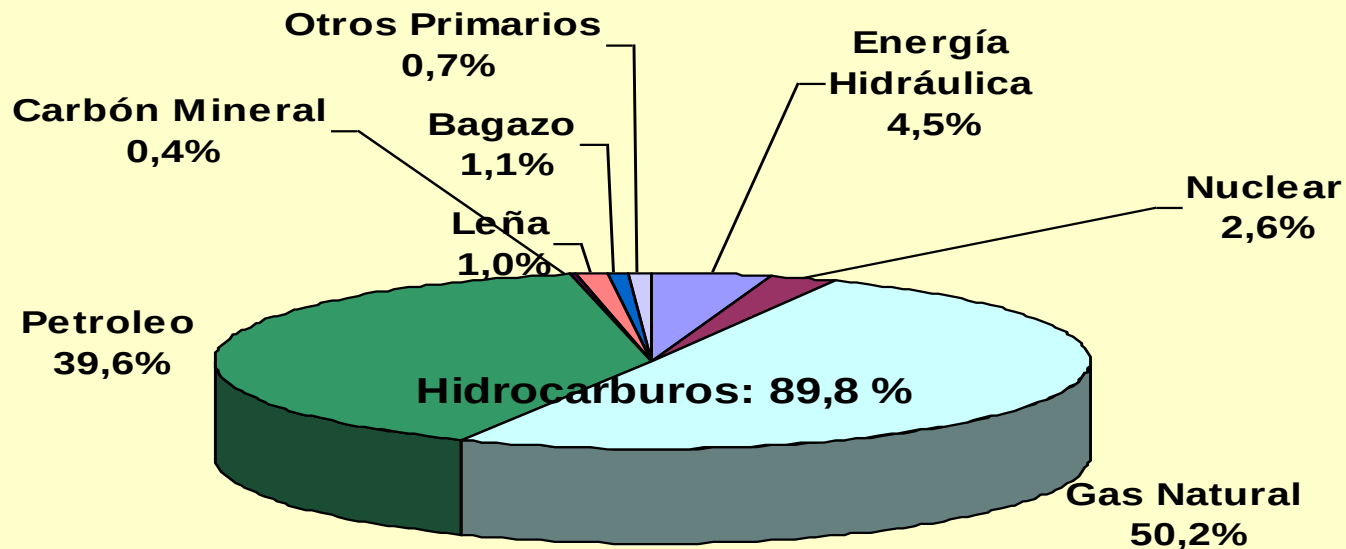
Situación del gas en Argentina: Un poco de historia

El descubrimiento de Loma La Lata, junto con el Neuba I, el cruce del Estrecho de Magallanes y la planta de Cerri comenzaron a producir un cambio cualitativo profundo en la matriz energética argentina. Así era **antes de Loma La Lata**



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

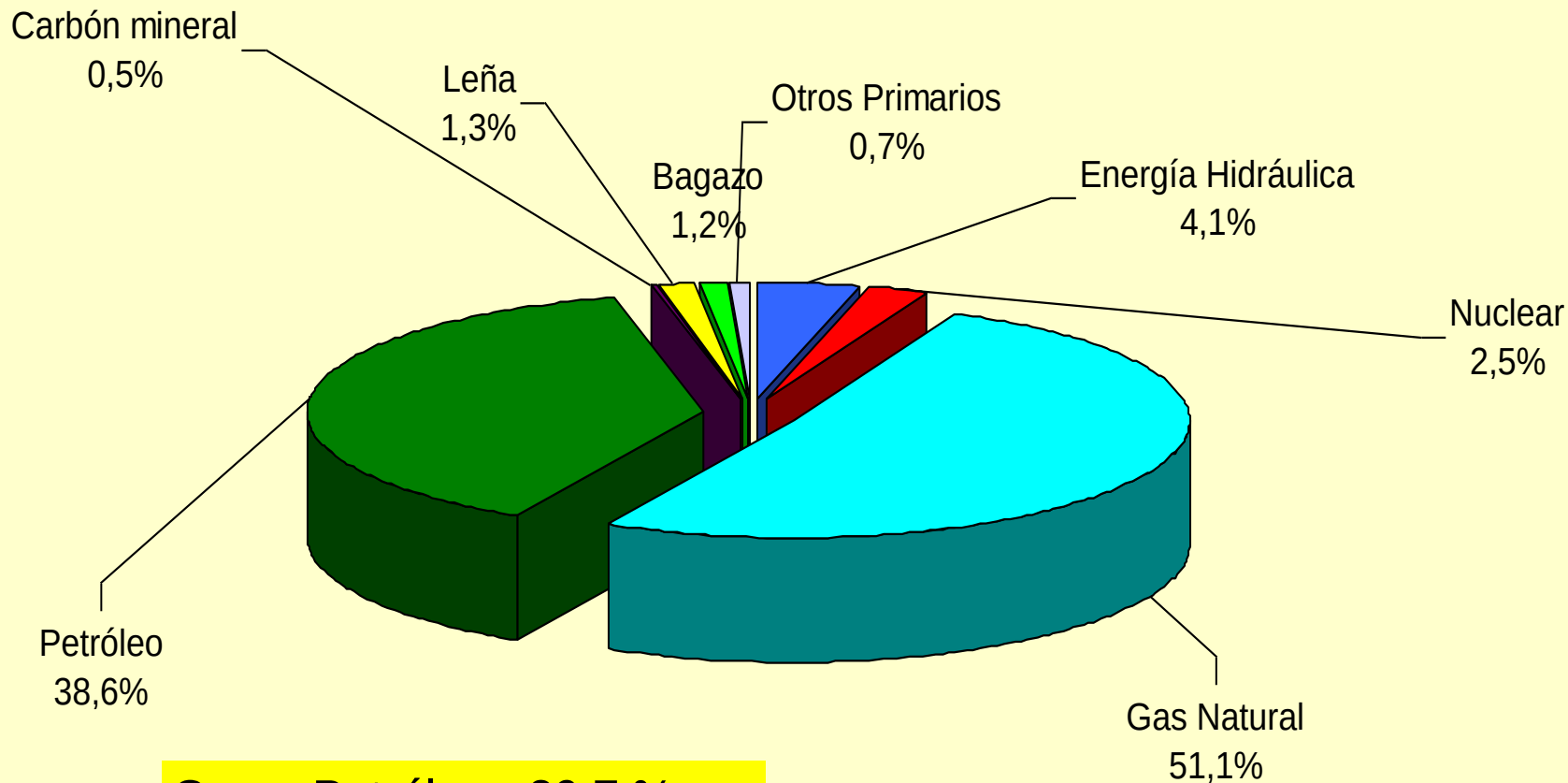
Oferta de Energía primaria en 2006



Total 85.584 TEP



Oferta de Energía Primaria 2007

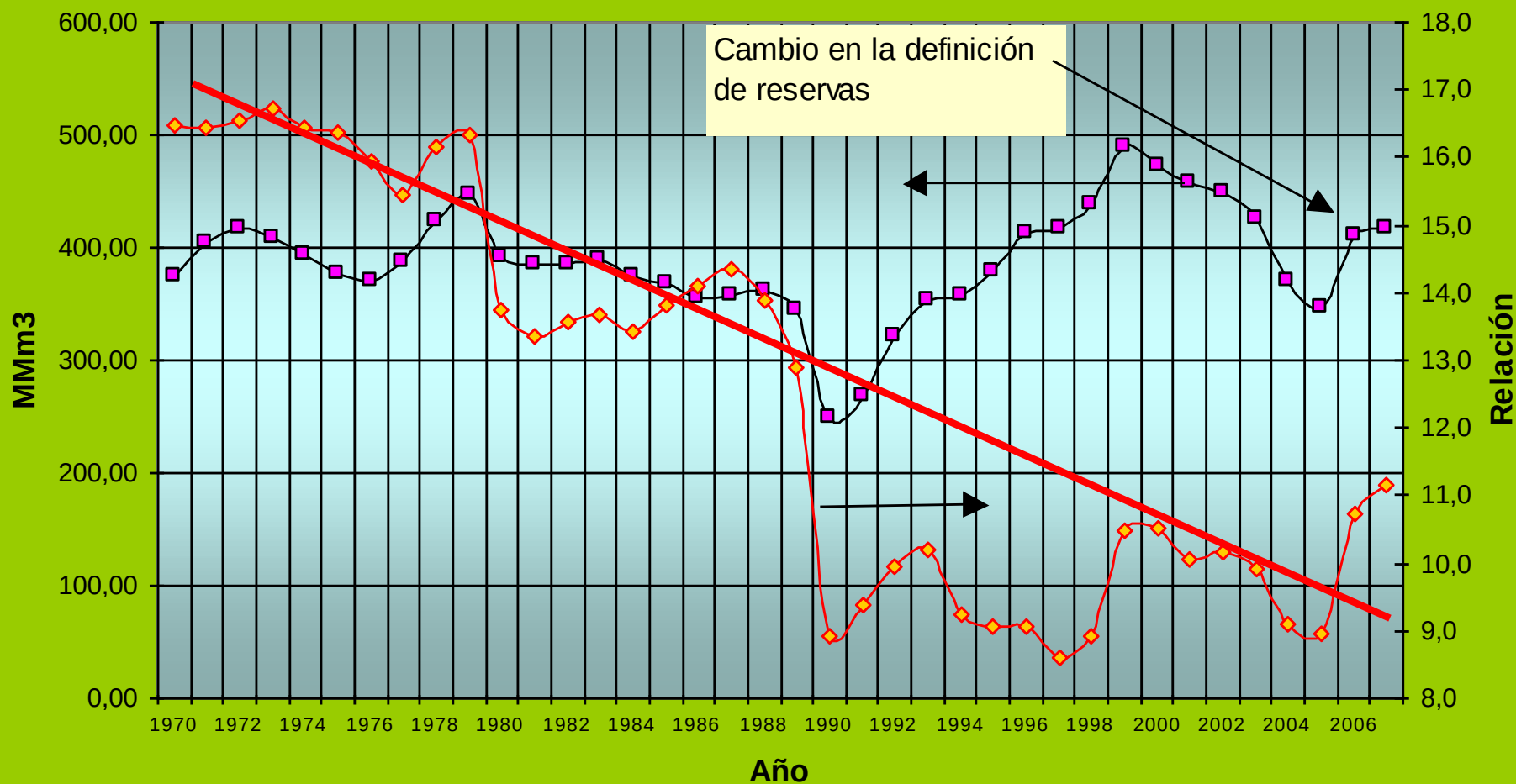


Gas + Petróleo : 89,7 %

Total :85953 MMTEP.(Datos provisorios de la S.E.)

■ Energía Hidráulica ■ Nuclear ■ Gas Natural ■ Petróleo ■ Carbón mineral ■ Leña ■ Bagazo ■ Otros Primarios

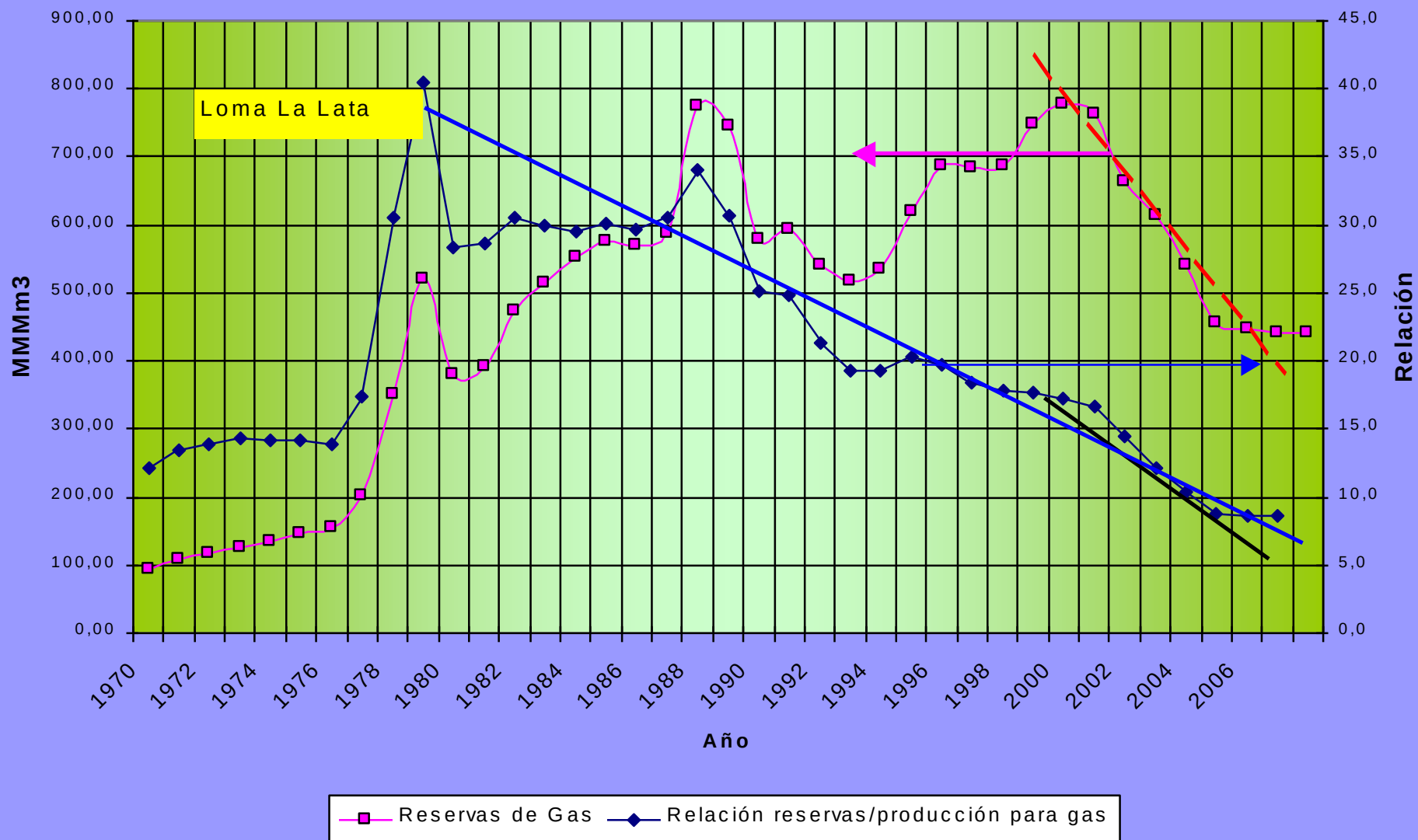
Petróleo: Reservas probadas y relación Reservas /Producción



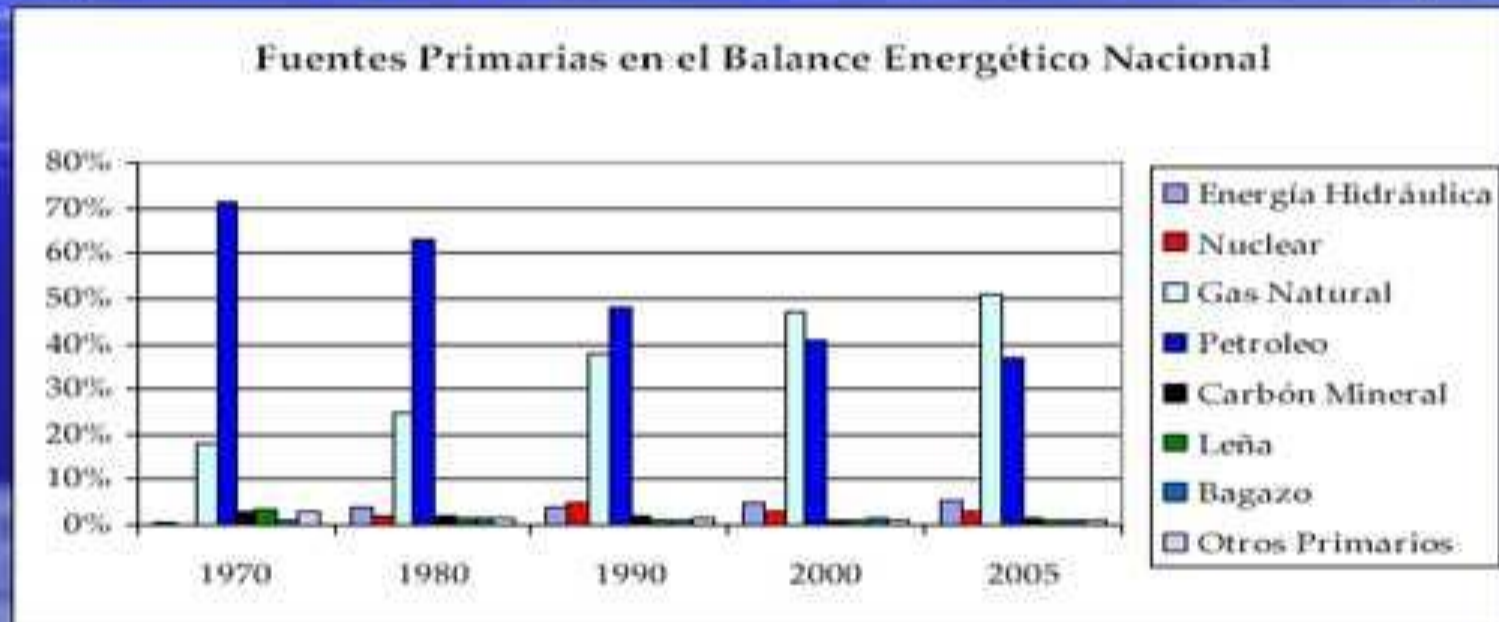
—■— Reservas de Petróleo, MMm3

—◇— Relacion Reservas/Produccion para crudo

Gas Natural: Reservas y relación Reservas/Producción



PARTICIPACION DE DISTINTAS FUENTES ENERGETICAS EN EL BALANCE DE ENERGIA PRIMARIA EN LA ARGENTINA

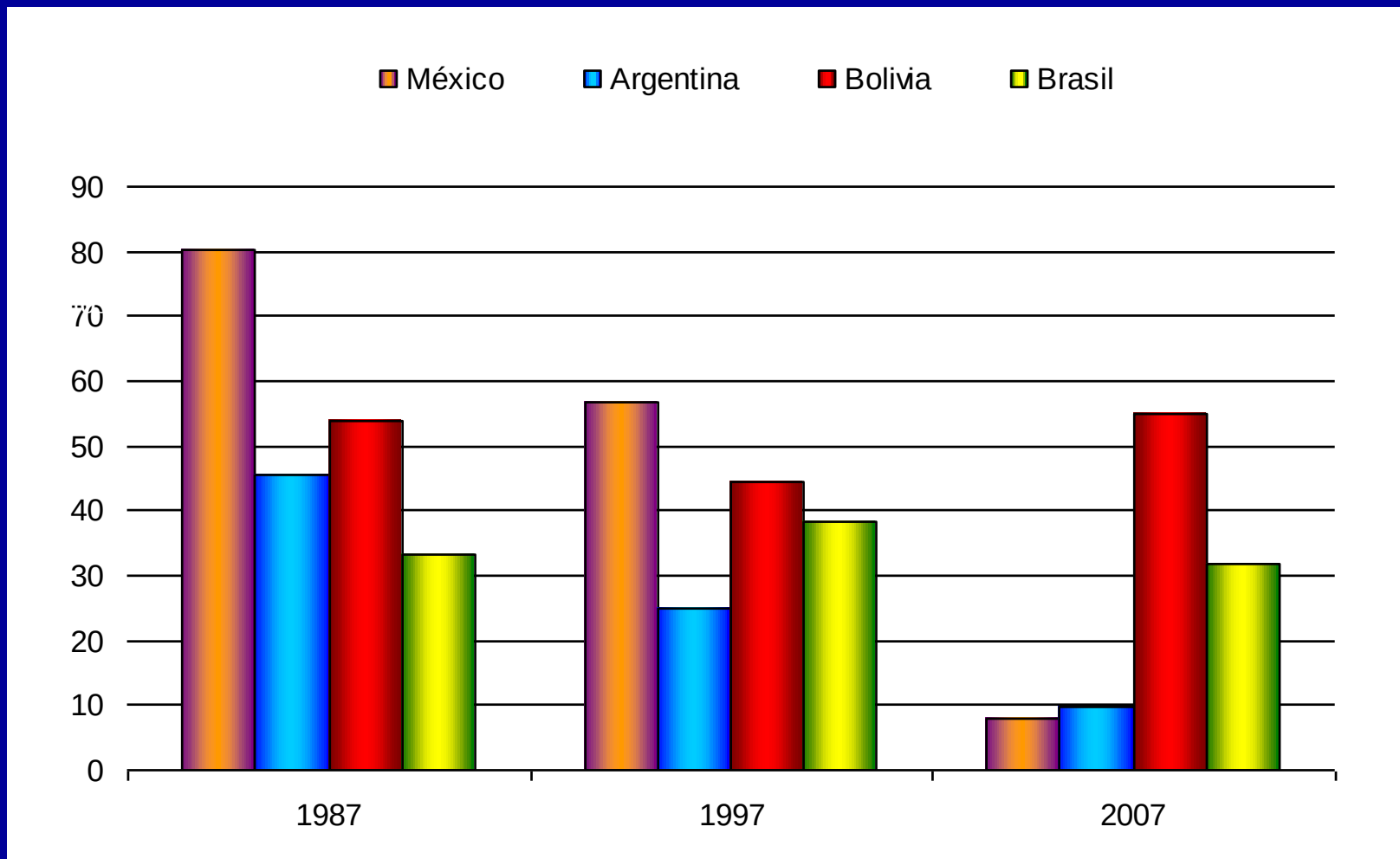


Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

En los últimos 35 años el petróleo y el gas natural representaron casi el 90% de la energía primaria del país, aunque sus proporciones han variado sustancialmente.

ENERGÍA: SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS Ing.
GERARDO RABINOVICH (I.A.E.G.M). Buenos Aires, 31 de
enero de 2008 Hotel Alvear Palace

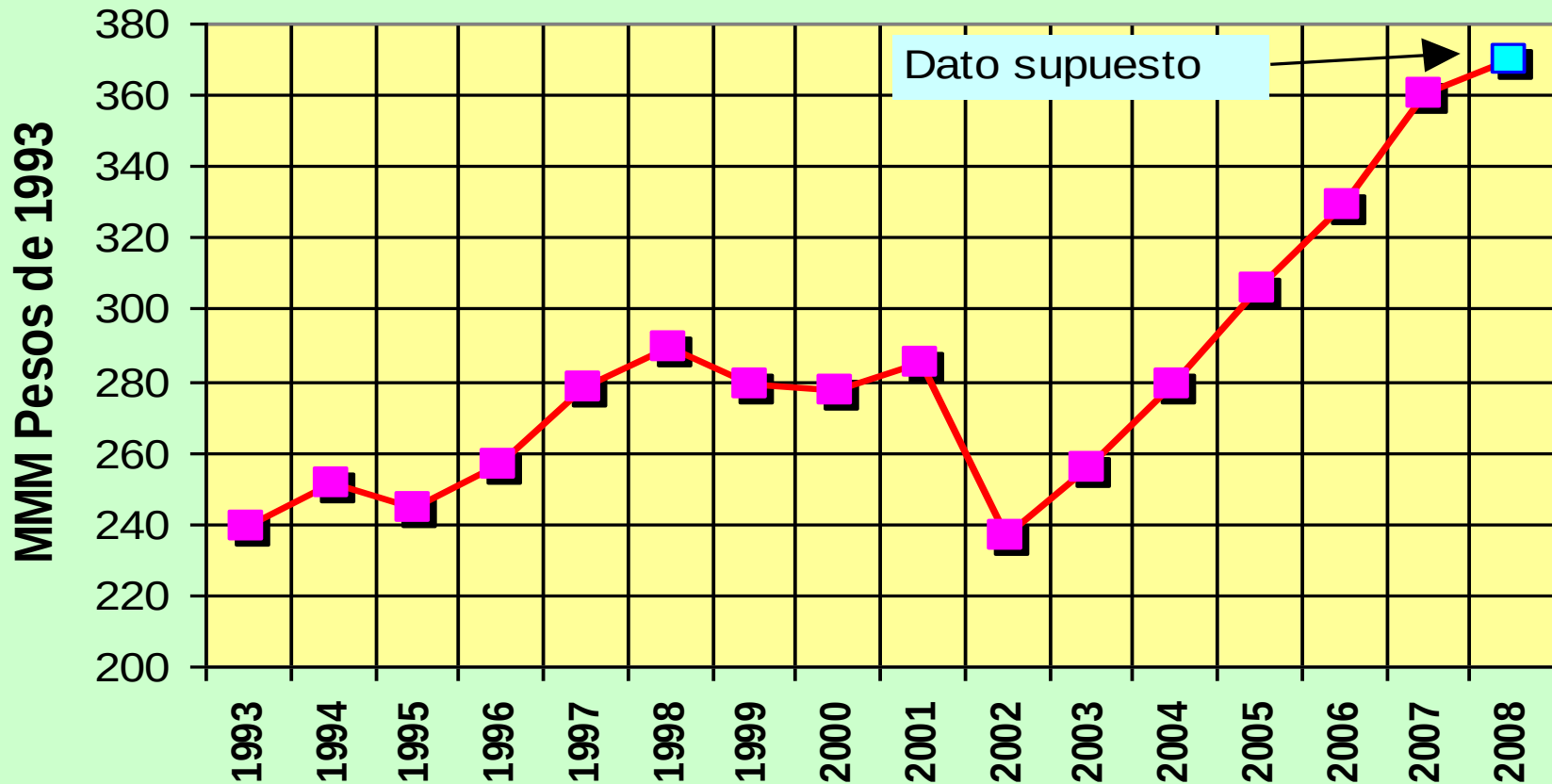
Gas Natural - Reservas/Producción (Ratio R/P)



BP – Statistical Review of World Energy – June 2008

Matriz Energética y su Relación con Latinoamérica J Meira Sec. De Energía
IV Seminario Estratégico del SPE. Bs As, Sept 2008

Evolución del PBI



Hemos alcanzado **el máximo producto bruto interno** de la historia. Para **sostener ese crecimiento se necesita más energía**, y la mitad de la energía primaria que consumimos es gas natural.

Se han encarado importantes proyectos para producir más energía eléctrica

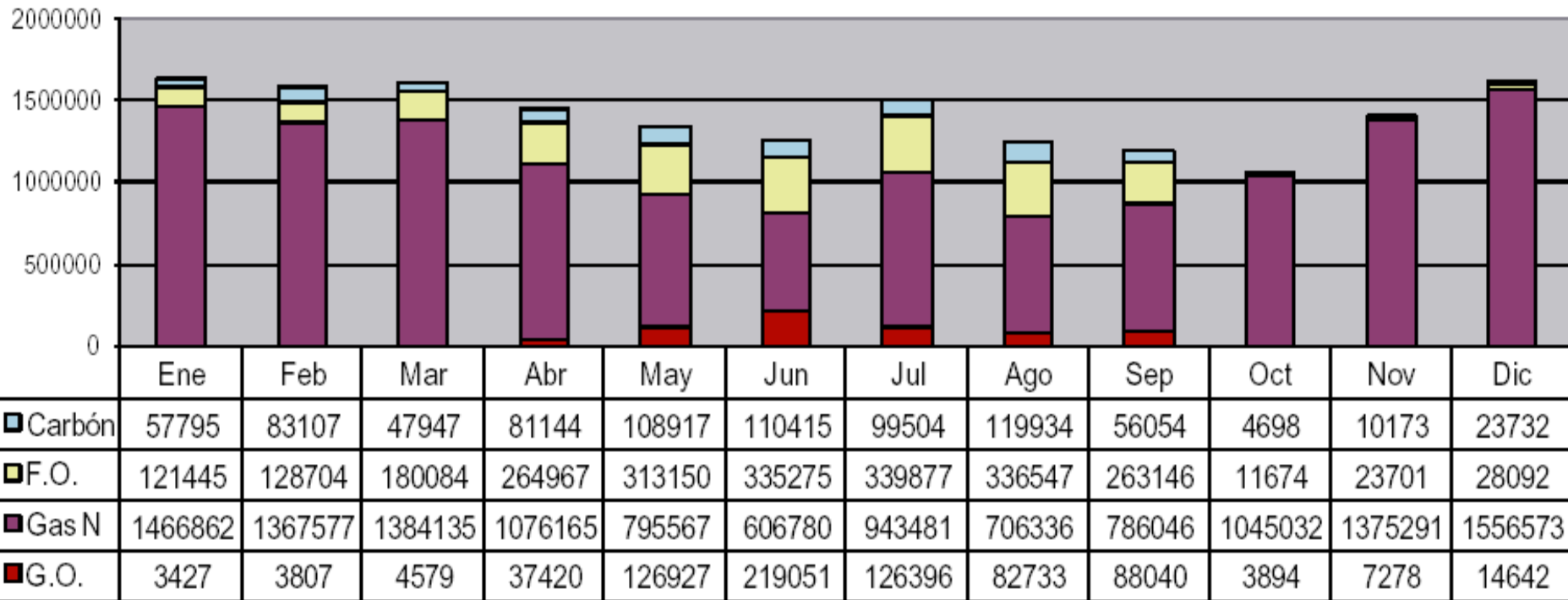
Energía Eléctrica

Nuevos Proyectos de Generación 2008 - 2010

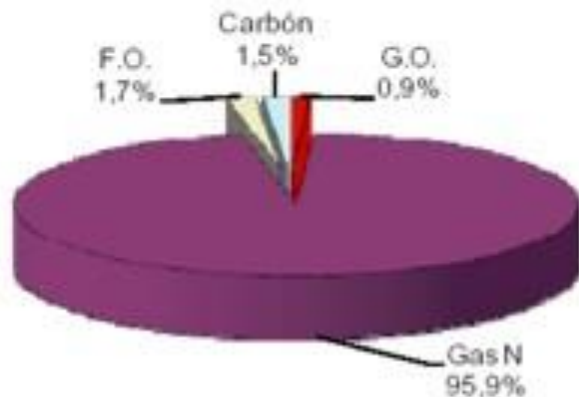
Potencia Hidráulica :	Yacyretá	800 MW
	Cuesta del Viento	10 MW
	Caracoles	125 MW
Potencia Nuclear:	Atucha II	750 MW
Potencia Térmica:	Timbues CC	810 MW
	Campana CC	810 MW
	ENARSA TG	1.500 MW
	Mar del Plata TG	120 MW
	Otras TG Privadas	380 MW
	Otras TV Privadas	240 MW
	Otros CC Privados	510 MW
Total Potencia Térmica Nueva		4.370 MW

ENERGÍA: SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS Ing.
GERARDO RABINOVICH (I.A.E.G.M). Buenos Aires, 31 de
enero de 2008 Hotel Alvear Palace

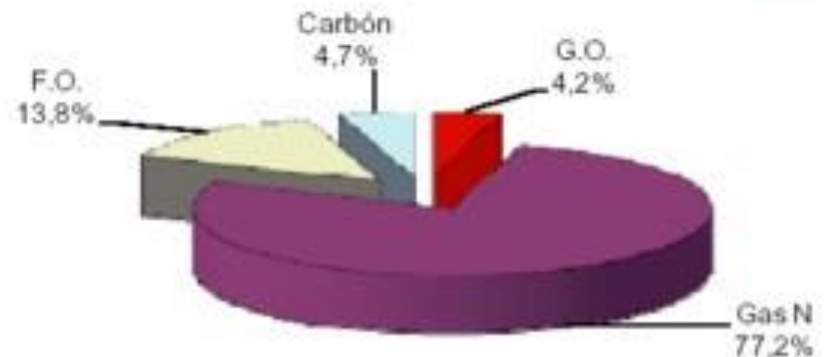
Consumo de combustibles en el MEM 2008



**Consumo de Combustibles Fósiles
Relación diciembre de 2008**



**Consumo de Combustibles Fósiles
Acumulado del 2008**



Uso de combustibles líquidos para generación en 2007		
	Gas Oil	Fuel Oil
Precio/m3 /ton	629789	1897078
Costo	600	350
Costo Combustibles líquidos	1.041.850.700 dólares	

Uso de combustibles líquidos para generación en 2008		
	Gas Oil	Fuel Oil
Precio/m3 /ton	718194	2346663
Costo	800	480
Costo Combustibles líquidos	1.700.953.440 dólares	

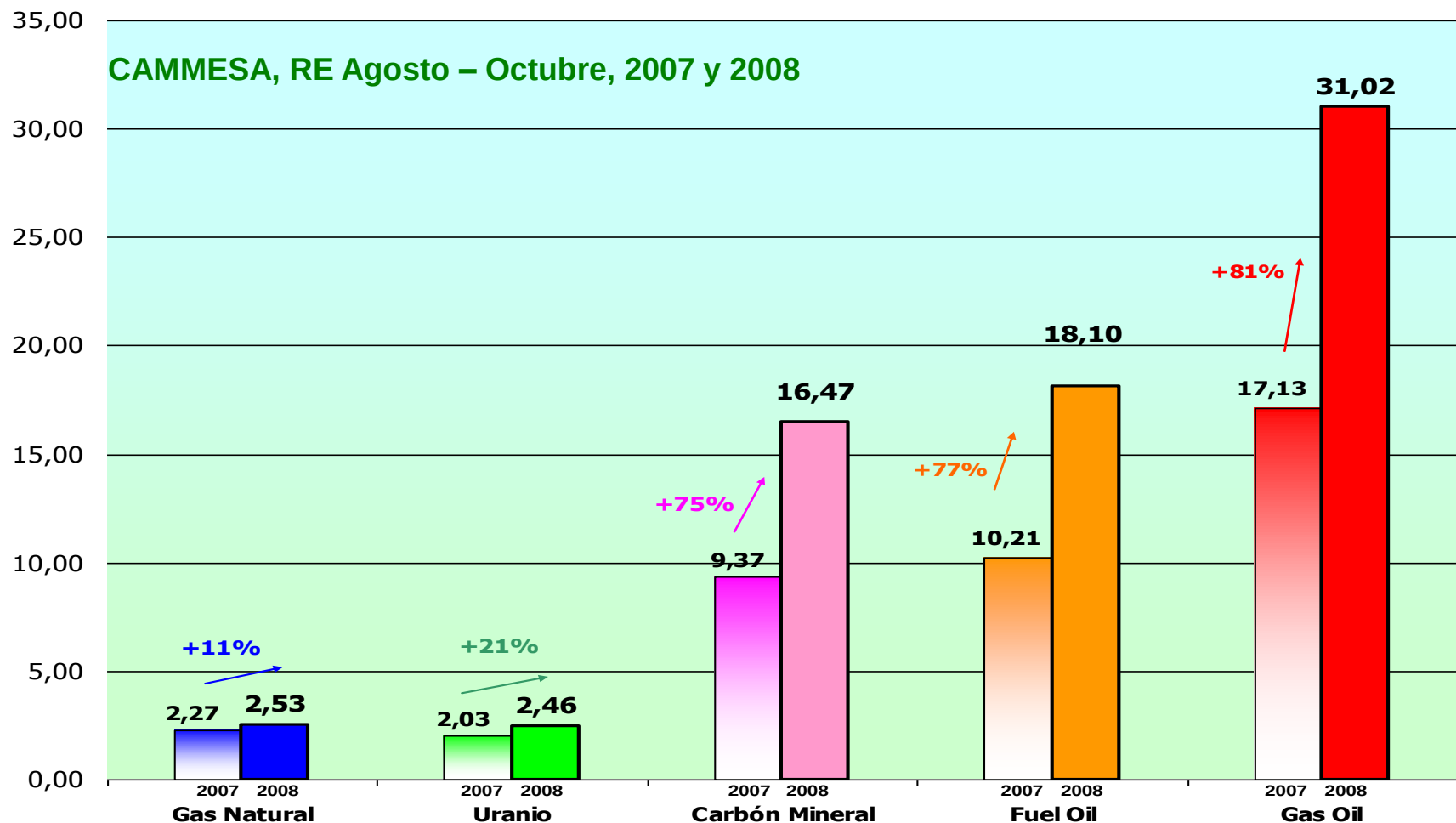
Estos precios de 2008, si los escribimos como se expresan los de gas, corresponden a : **Gas Oil : 24 dólares por MMBTU ; Fuel oil 13,7 dólares por MMBTU. Son precios promedio 2008 sin costos de transporte ni internación. La estimación es de mínima.(Ver estimaciones de J. Meira).**

Usamos cada vez más combustibles líquidos importados porque el gas no alcanza. La producción ha comenzado a disminuir.

Argentina

Precios de Combustibles para Generación Eléctrica

Período Trimestral (Agosto – Octubre) 2007/08



Consumo de combustibles por el MEM

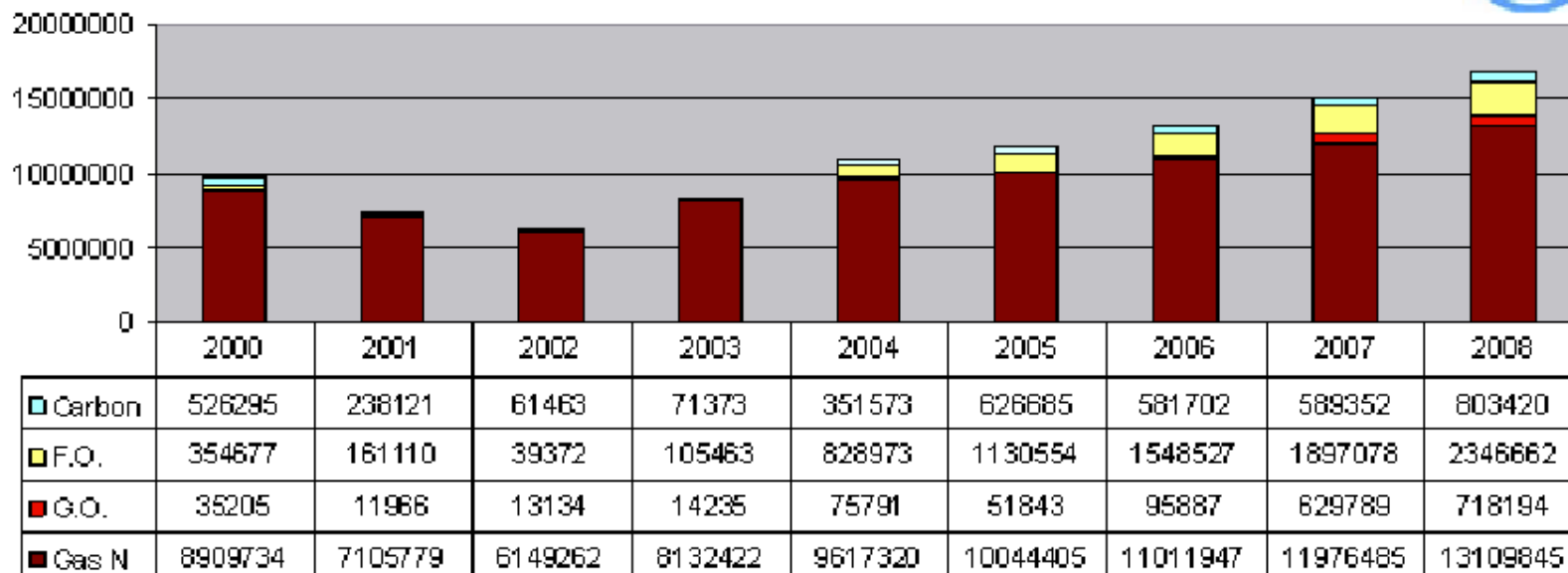
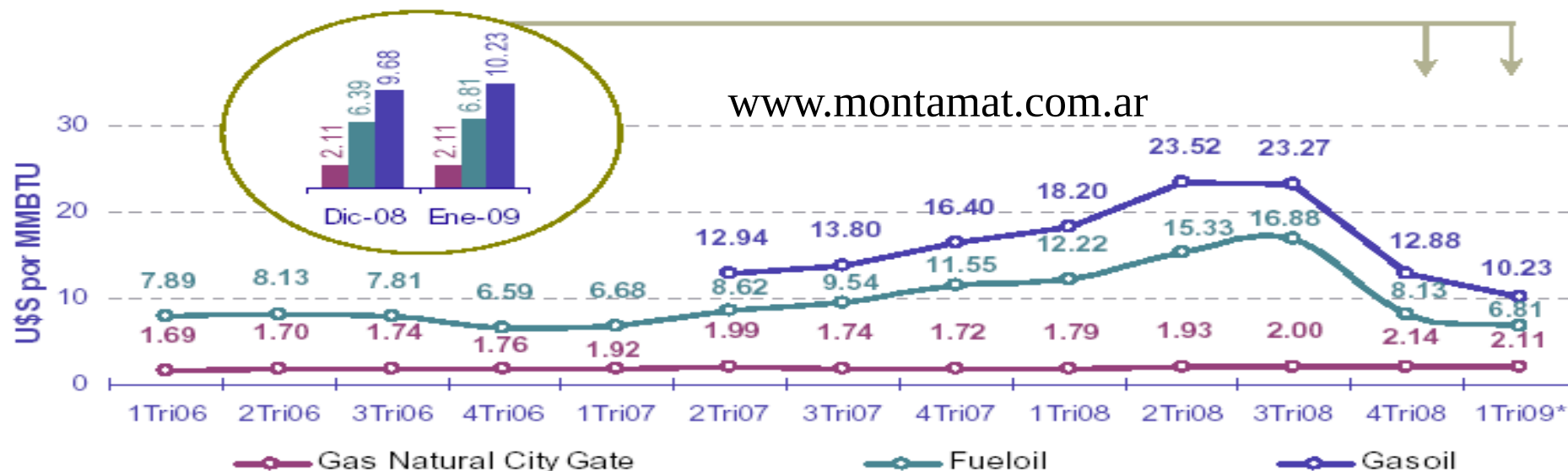


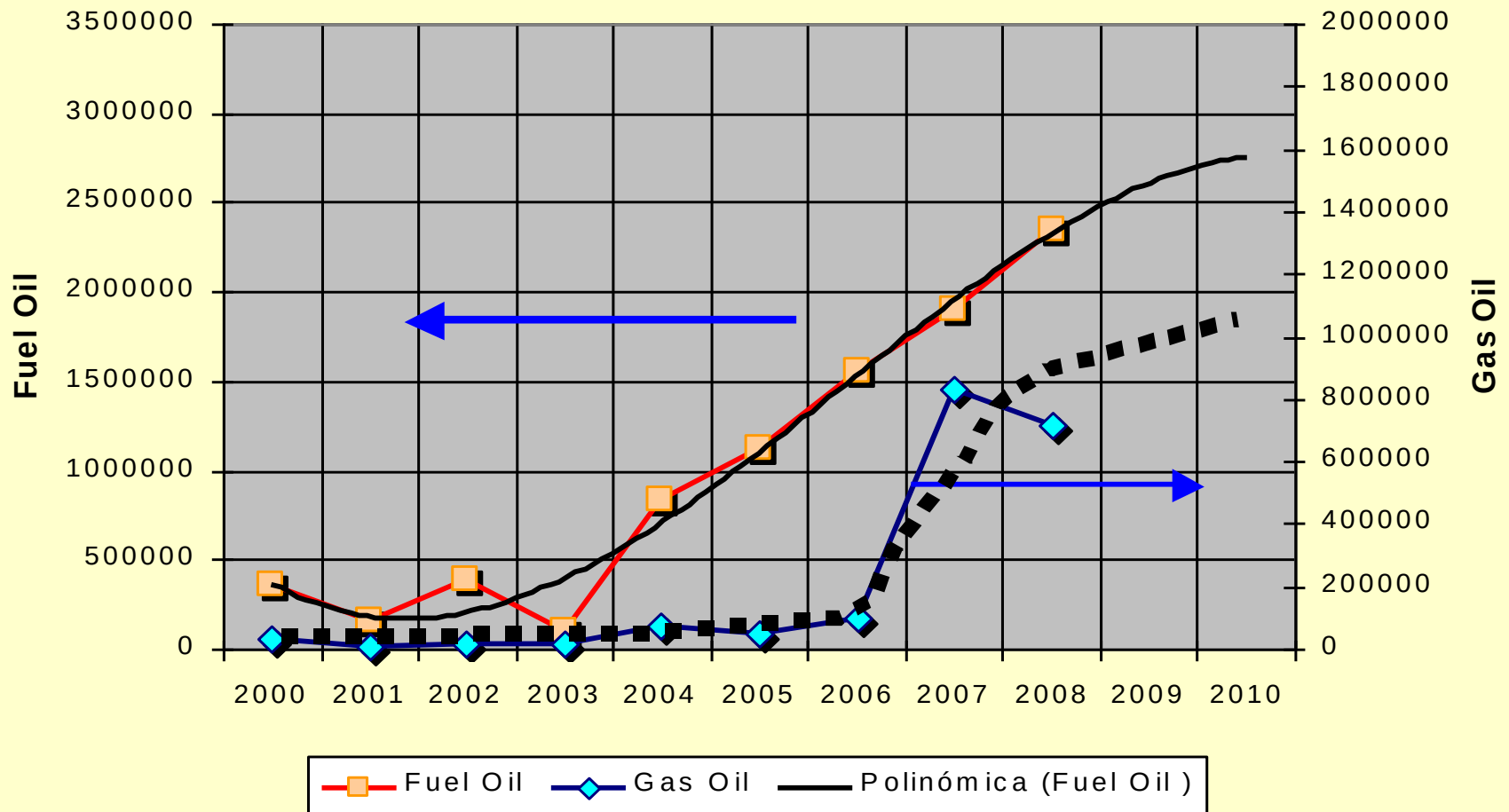
Gráfico 10

Fueloil y Gasoil vs. Gas Natural City Gate Buenos Aires

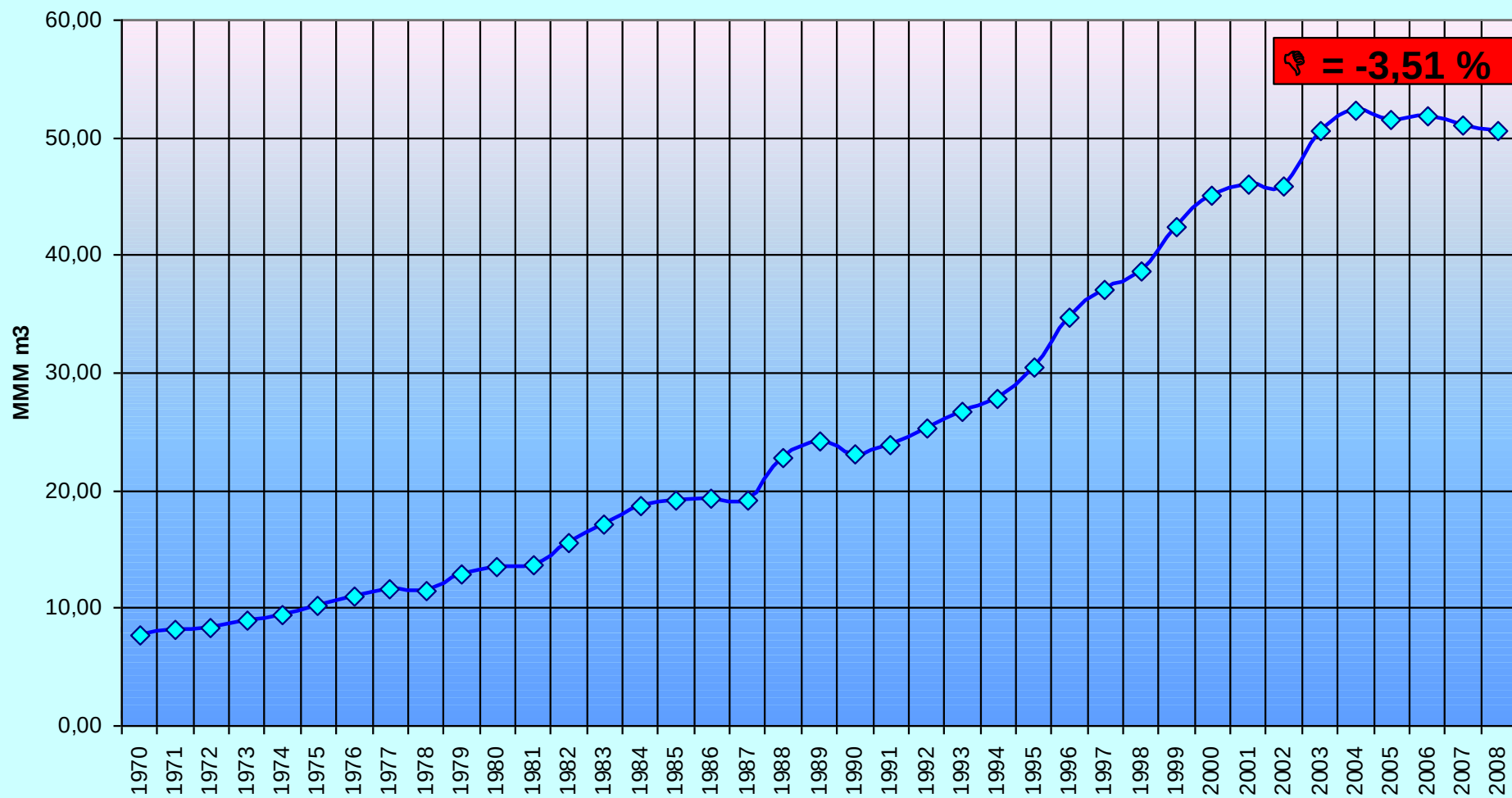


En 2009 es posible que consumamos 2.850.000 Tn de Fuel Oil y 900000 m3 de Gas Oil. A precios actuales esto implica un costo de más de 1000 millones de dólares.

Líquidos para generación



Producción de Gas

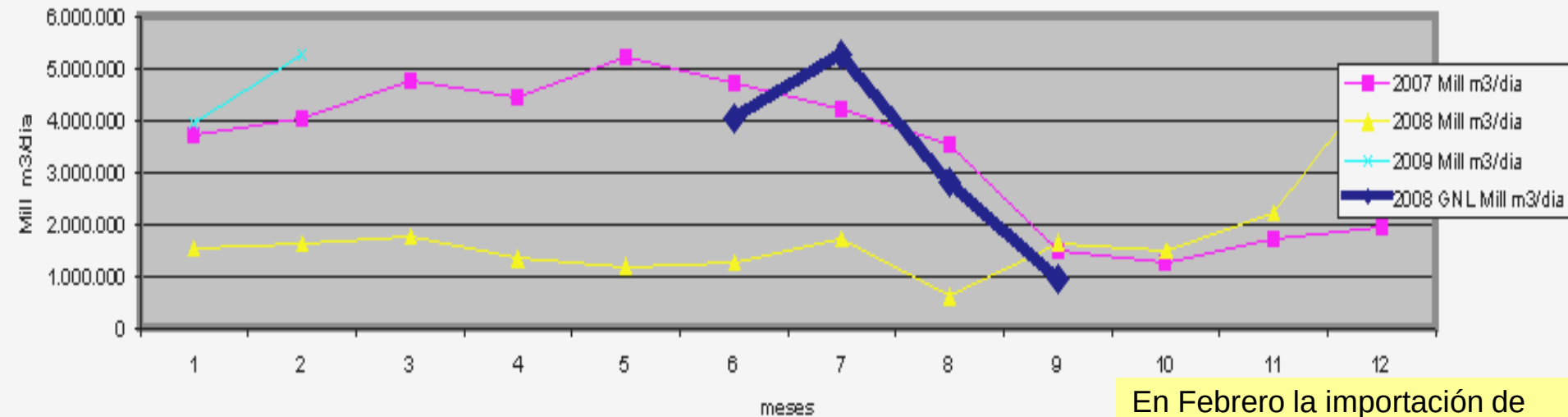


Desde enero del 2004 hasta diciembre del 2008



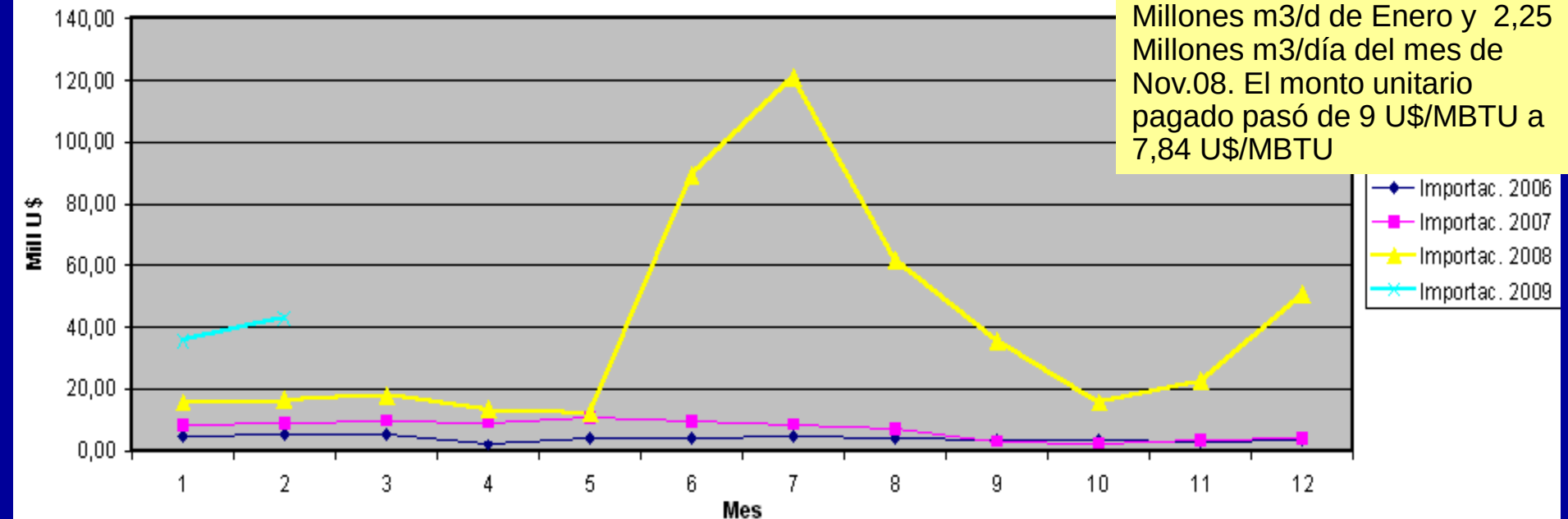
La producción de gas cayó 3,5% desde 2004, máximo histórico. La única cuenca que no declinó fue la del Golfo, debido al descubrimiento de gas por parte de PAE en Anticlinal Grande- Cerro Dragón.

Importacion de gas de Bolivia (GNL B. Blanca)

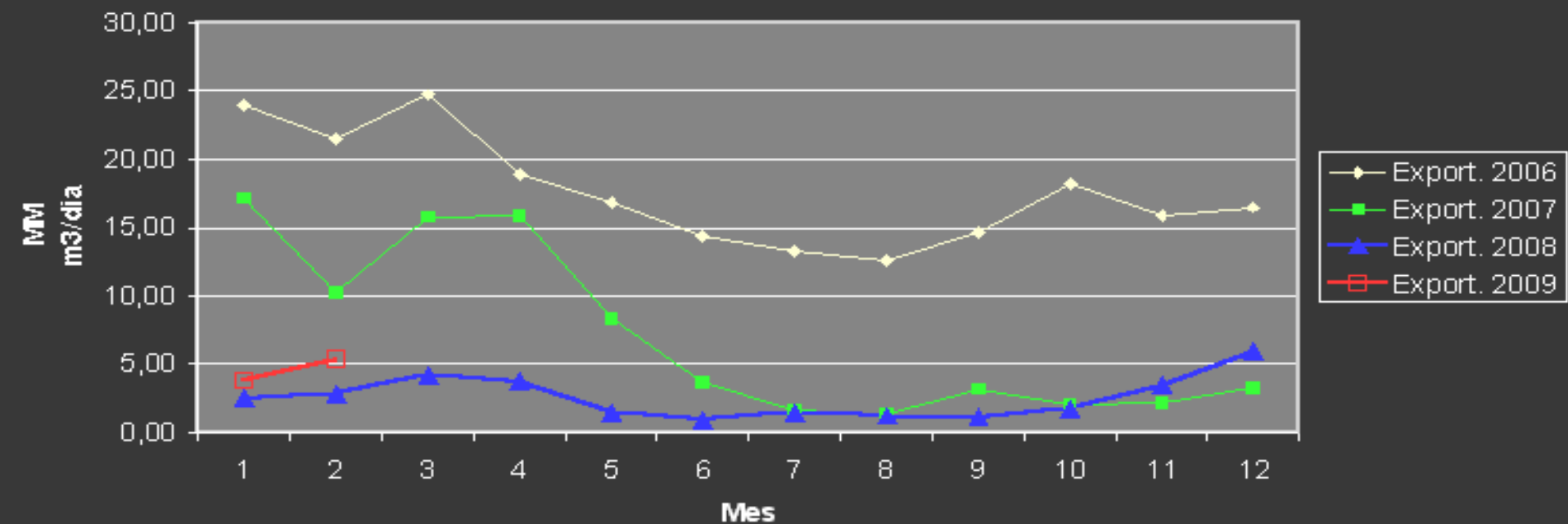


En Febrero la importación de gas desde Bolivia fue de 5,29 mill de m3/día frente a 3,98 Millones m3/d de Enero y 2,25 Millones m3/día del mes de Nov.08. El monto unitario pagado pasó de 9 U\$/MBTU a 7,84 U\$/MBTU

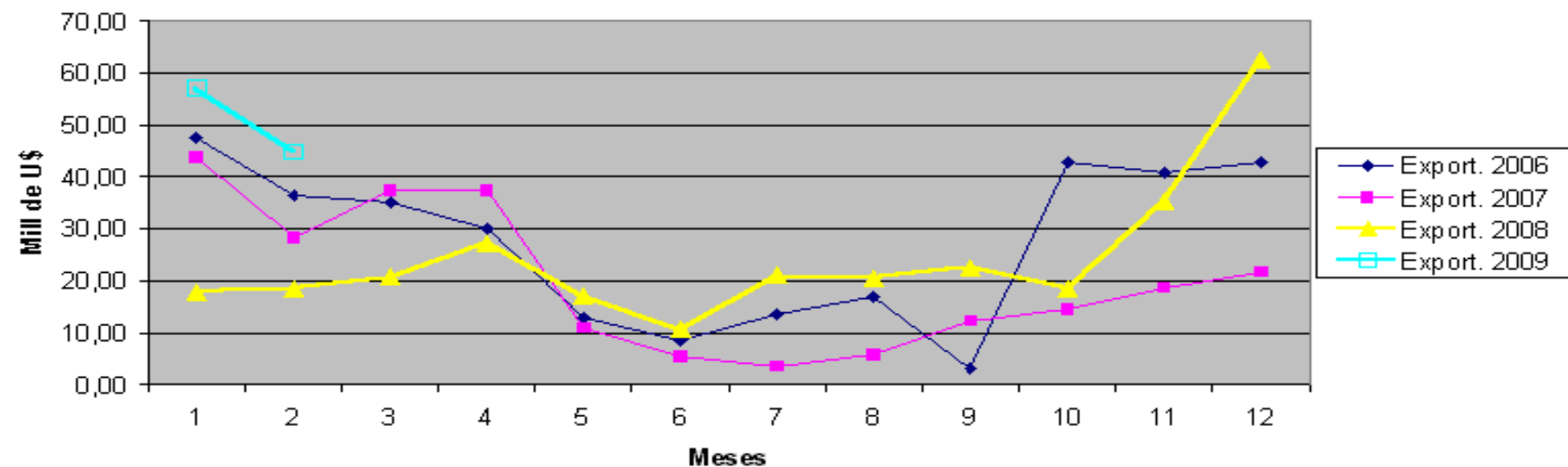
Importac. (de Bolivia + GNL Bahia Blanca)



Exportación de Gas Natural



Exportación de gas natural (U\$)

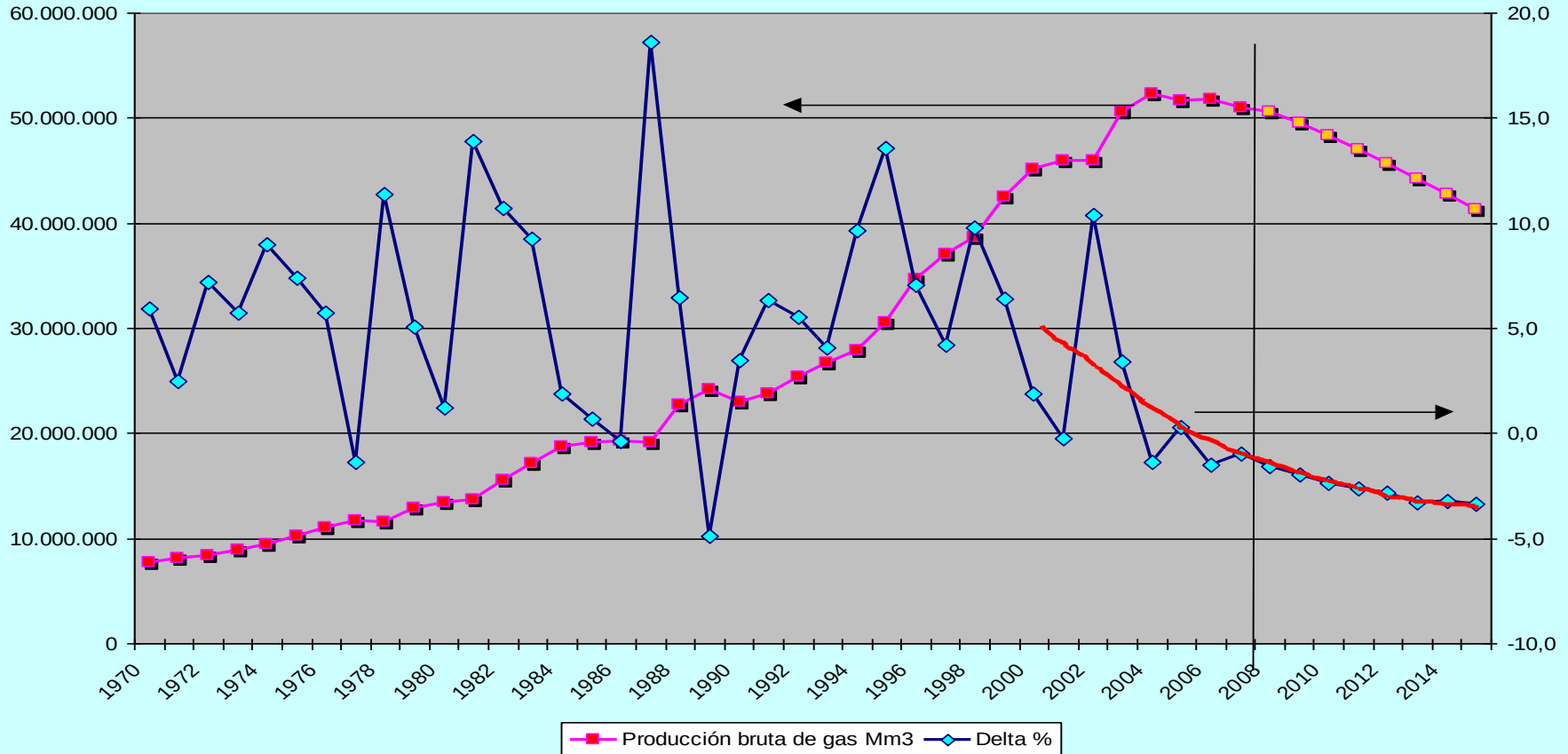


2- Necesidades futuras de combustibles y sus fuentes de abastecimiento.

Un modelo energético futuro

Gas Natural

PRODUCCIÓN EN Mm3/año)



Este modelo supone que no hay cambios en los precios del gas.

Se representó la producción de gas en serie desde 1970/2008

Cada año se calculó la diferencia porcentual respecto del año anterior y se representó en una segunda serie. La caída de producción año a año se acelera.

Se calculo de esa forma la producción de gas hasta 2015 Vease que se han producido en ese período el 90 % de las reservas probadas 2007.

A partir del 2009 entra más gas de Bolivia por el gasoducto: el existente tiene capacidad de hasta 10.000.000 m³ diarios (ampliación mediante) y un **nuevo ducto** de 20 millones de m³ que se puede incrementar a 30 millones con plantas recompresoras. En 2009 entran 6 millones de m³ diarios; en 2010 10,1 millones en 2011, 15,3 millones. En 2012, 22 millones. En 2015 se debe ampliar, o construir nuevo ducto o una gran planta de LNG. Al 2015 se necesitarían más de 45 millones de m³ diarios del LNG, de nuevo gas o de gas de Bolivia. El gap de demanda/oferta se realizó suponiendo un incremento de mercado total del gas de 2 % anual acumulativo. Ese incremento será necesario para mantener tasas de crecimiento en torno al 5 o 6 % % acumulativo hasta el final del período.

Se ve en el gráfico la cantidad de FO+GO extra a importar o producir, y el gas a importar **o tight gas a producir** para el mercado argentino.

Considerese que **el uso del gas se ha maximizado, manteniendo la matriz**, por varias razones:

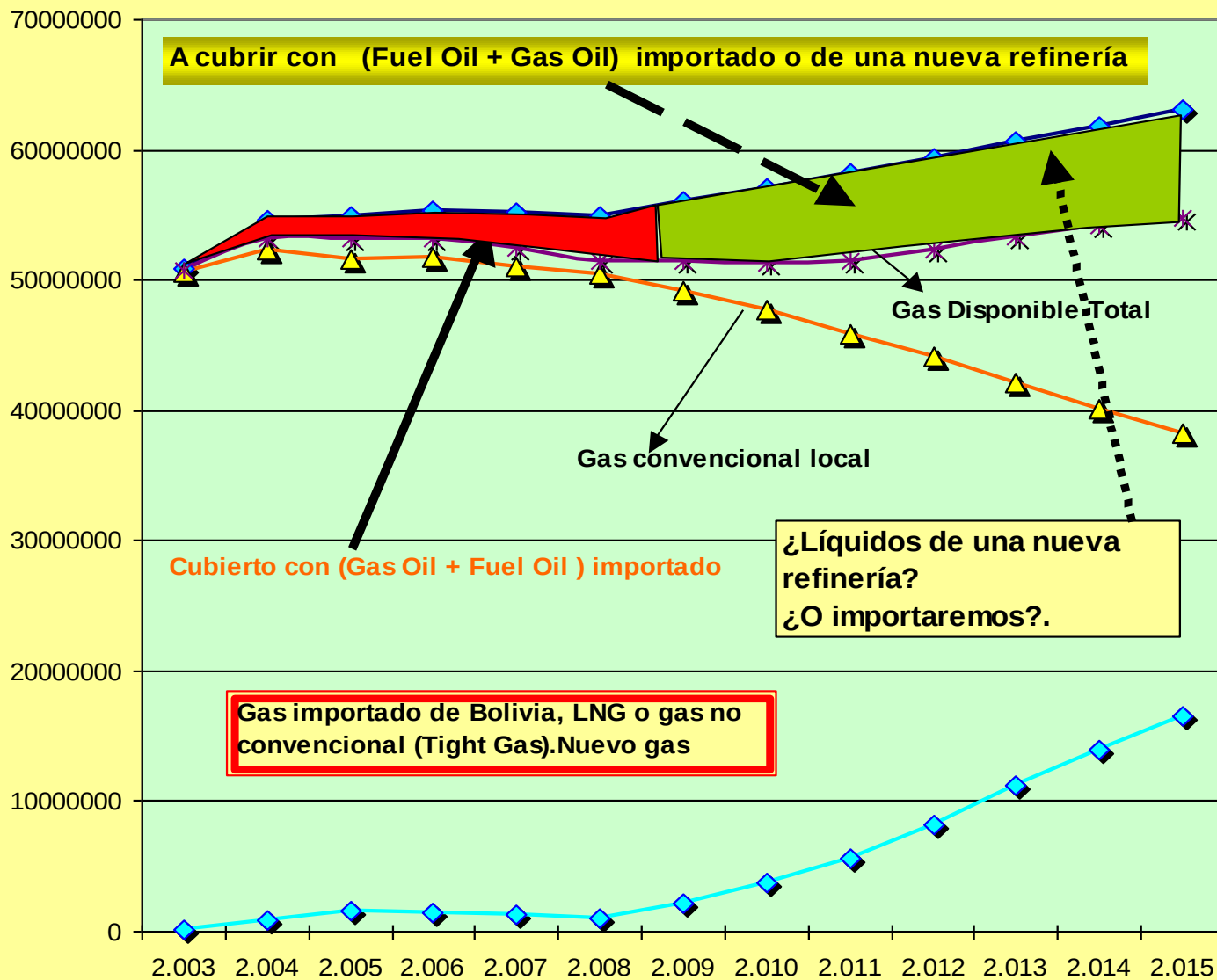
a) es el más barato, El tight gas se puede producir a 6 U\$S/MMBtu o menos y el recurso parece ser extenso.

Una planta de LNG entregaría gas natural a 9/11 dólares por millón de BTU, y el (FO+GO) importado cuesta más todavía.

b) es el combustible al cual estamos acostumbrados, y todas las instalaciones están preparadas para éste. El costo de conversión a líquidos es alto.

c) es el combustible más limpio.

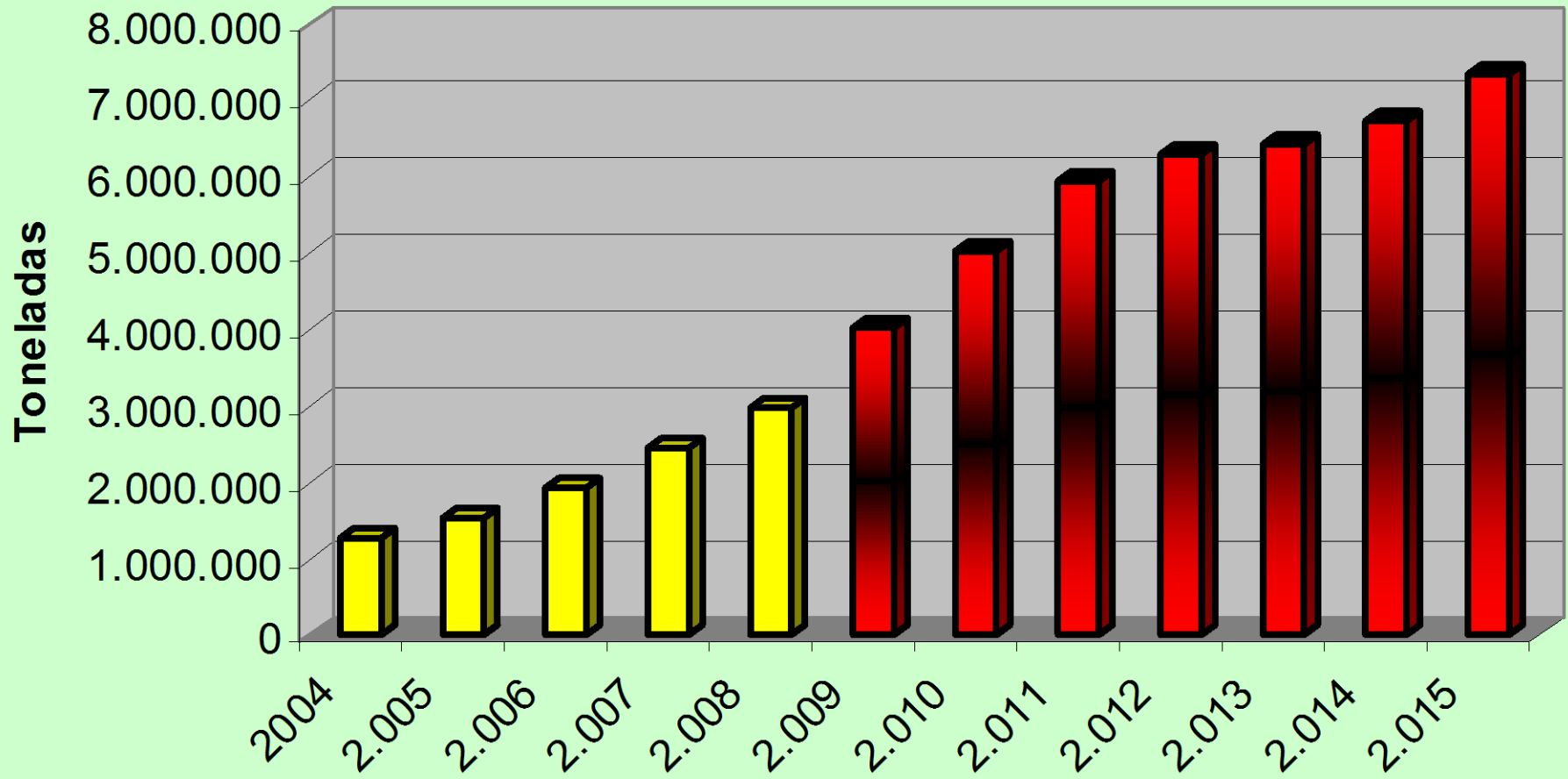
Mercado del gas y déficit a cubrir con Fuel Oil y Gas oil



- ◆ Mercado a abastecer de gas mas import. de (GO+FO)
- ▲ Gas que se producirá en Argentina
- ◆ Gas Nuevo a incorporar (de Tight Sands o de Bolivia por nuevos gasoductos o LNG)
- ✱ Gas disponible total

Se calcula la importación de Fuel+GO (o la alternativa mas barata: Tight gas) para cubrir el bache del **consumo** de gas, *el cual se ha hecho crecer al 2 % acumulativo anual*.

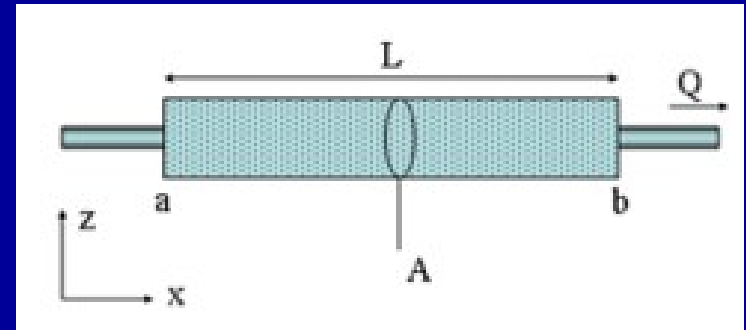
Déficit de FO+ GO hasta 2015



Este déficit deberá ser cubierto con líquidos de una nueva refinería, con importación, con gas no convencional o una combinación de combustibles.

3) Que es el gas de Tight Sands?

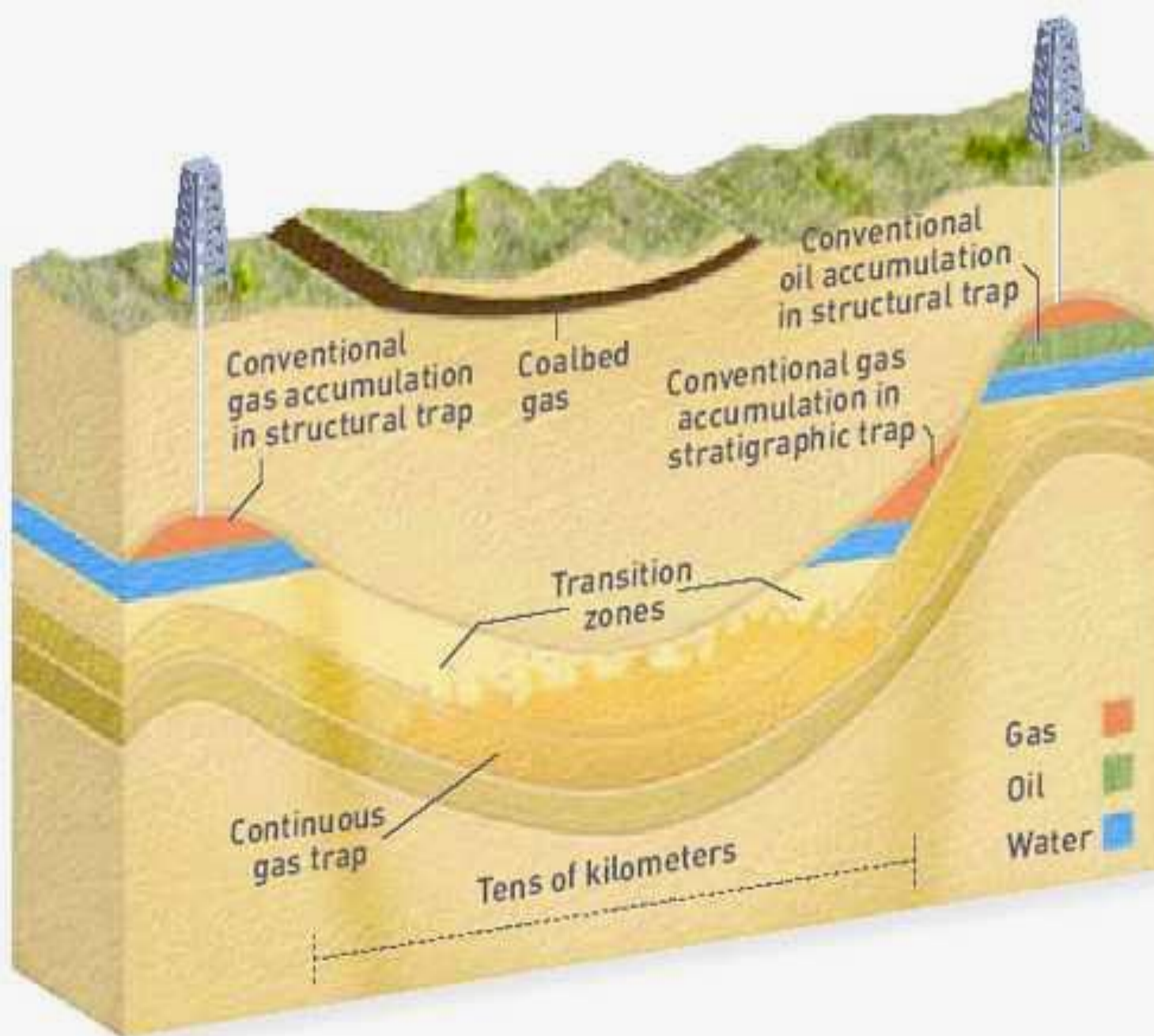
CONVENCIONAL



TIGHT SAND

$$Q = \frac{-\kappa A (P_b - P_a)}{\mu L}$$

Micrografia de una arena convencional y otra tipo “tight sand”. Las áreas azules son los microporos. La permeabilidad es baja. Menos de 0,1 md (mili Darcy) en lugar de 100 o más de un reservorio convencional. Por lo que el flujo por unidad de área es muy bajo y la producción por pozo menos de la décima parte de la de un pozo convencional.



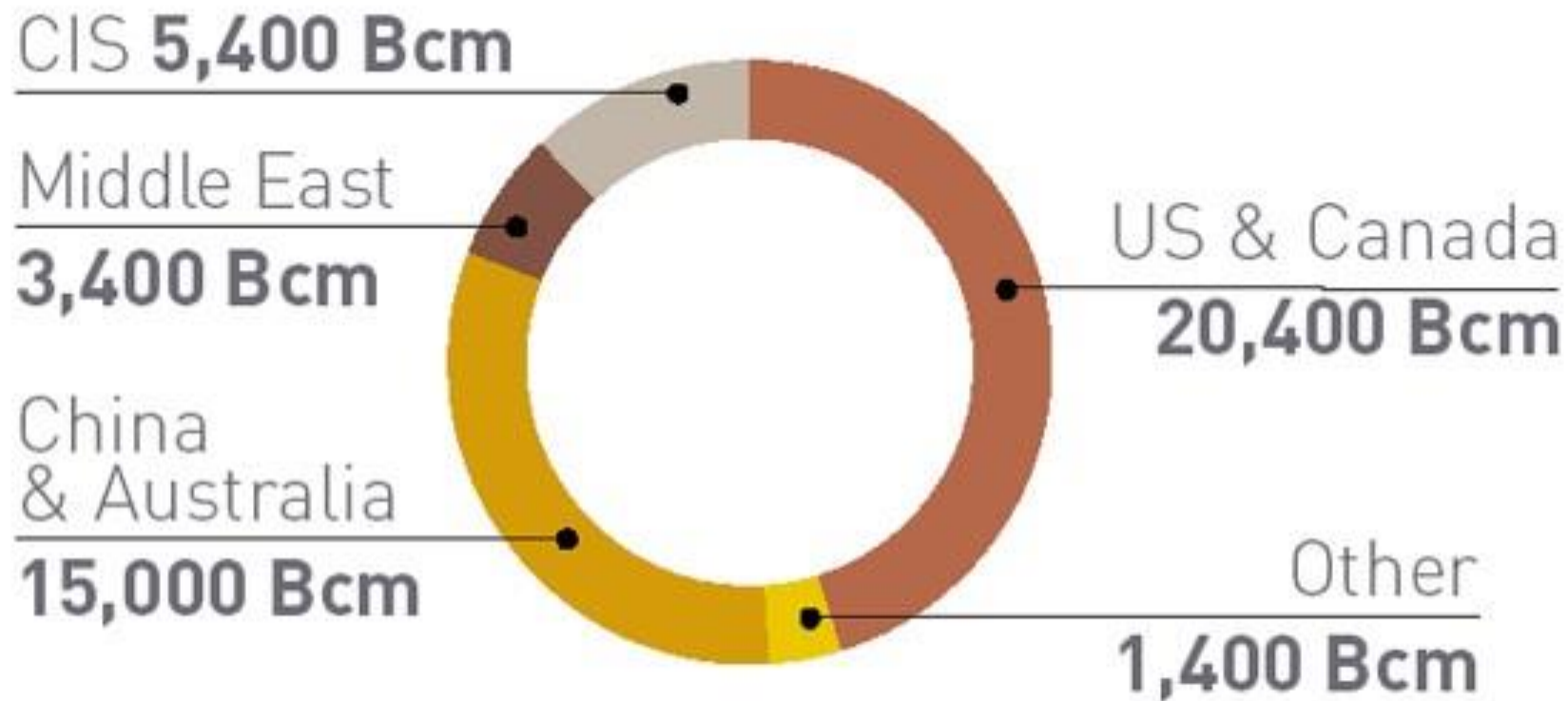
Tight Gas
reservoirs
Technology-
intensive

Resources

http://www.total.com/static/en/medias/topic1026/tight-gas-reservoirs_2007.pdf

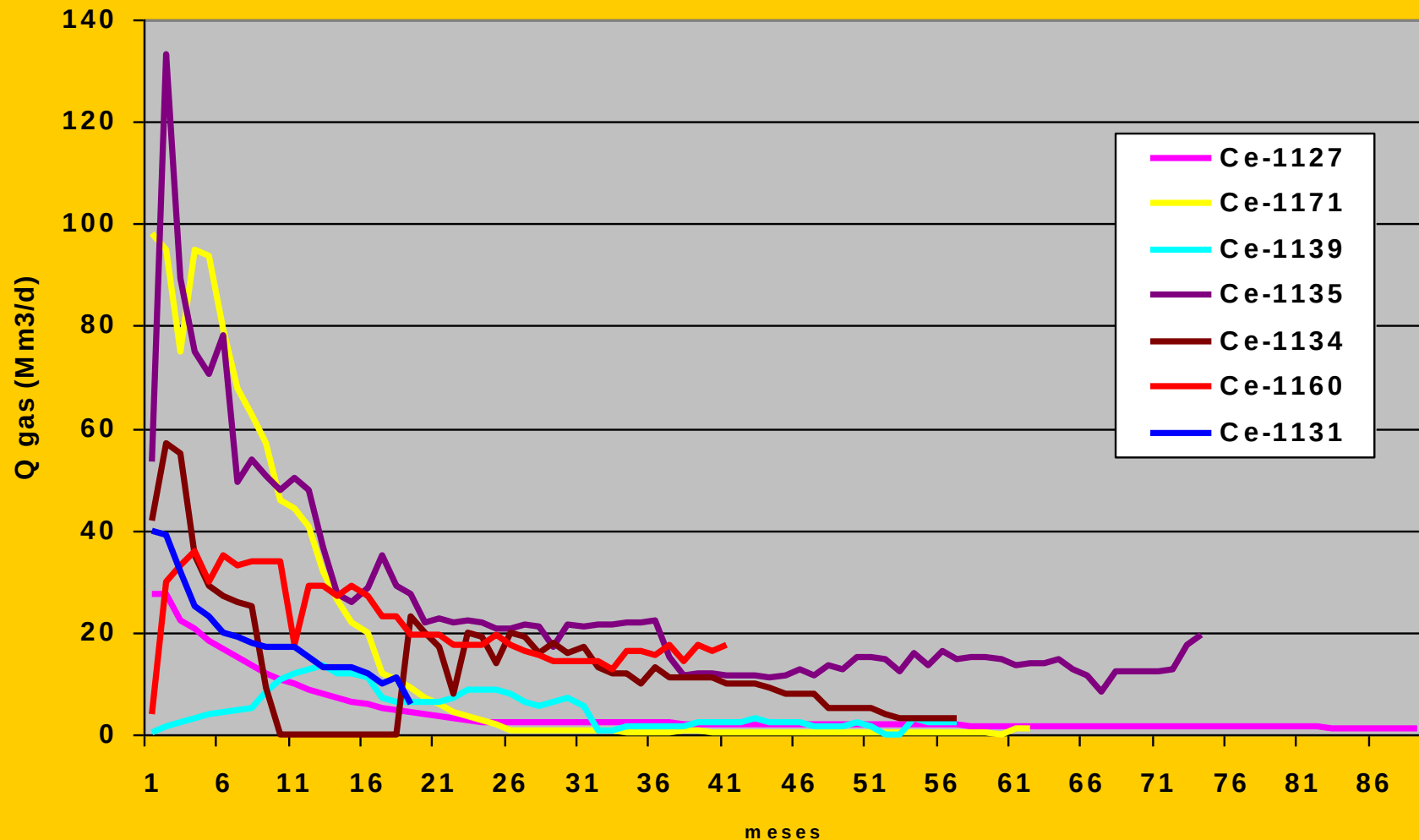
Tight gas reservoirs can occur in all types of accumulation, i.e. conventional accumulations such as structural or stratigraphic traps, or continuous accumulations on the scale of a basin.

Distribution of tight gas reserves by region in billions of cubic meters (Bcm)



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

Caudal Real



DESARROLLO DE TIGHT GAS SANDS YACIMIENTO CENTENARIO Cuenca Neuquina Telmo GERLERO (Pluspetrol).

http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/eventos_iapg/2006/produccion/Espejos/Miercoles%2020-9/17.00%20Soliman/17.00%20Soliman.ppt

4.- ¿Cómo se produce el gas de Tight Sands?

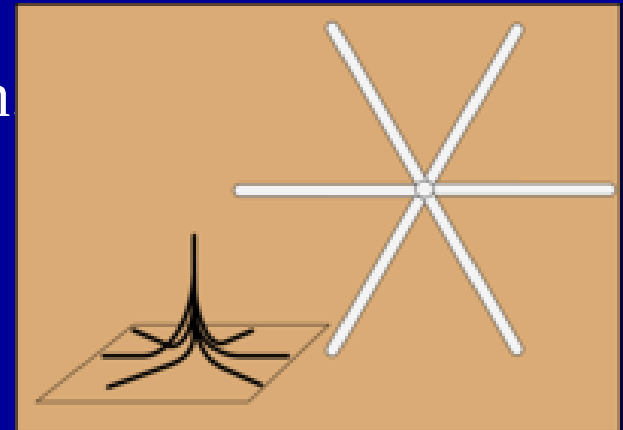
Menor espaciamiento de pozos. Como el área de drenaje es menor, se hacen mas pozos. El espaciamiento normal de pozos de convencionales gas en Canadá y Estados Unidos es del orden de 1 pozo cada 2,6 Km² Ver la página canadiense

<http://www.centreforenergy.com/generator.asp?xml=/silos/ong/NatGasFromTightSands/tightSandsOverview05XML.asp&menu=0,0&template=1,2,3>

En cambio para pozos de tight sands, Canadá usa 1 pozo cada 0,32 Km² (**area de drenaje 8 veces menor**). Estados Unidos utiliza hasta 1 pozo cada 0,086 Km² (**30 veces más pozos**) y más

Pozos horizontales y multilaterales

Aumenta el área de contacto con la formación. Generalmente se perforan intersectando fracturas naturales. Además se pueden hacer varios pozos horizontales desviados de un unico pozo, minimizando el impacto ambiental.



Ejemplo :

Rulison Field – Basin Colorado – EE.UU.

- La fuerte evolución de los porcentajes de recuperación a medida que incrementaba el conocimiento de la estructura productiva (siempre es la misma extensión areal conocida):

	Factor Rec (%GOIS).	Distanciamiento
Inicialmente:	7%	160 Acre/pozo
En los años 80-90:	21%	40- 80 Acre/pozo
Al comienzo del 2000:		20-40 Acre/pozo
En el año 2003:	80%	10 Acre/pozo

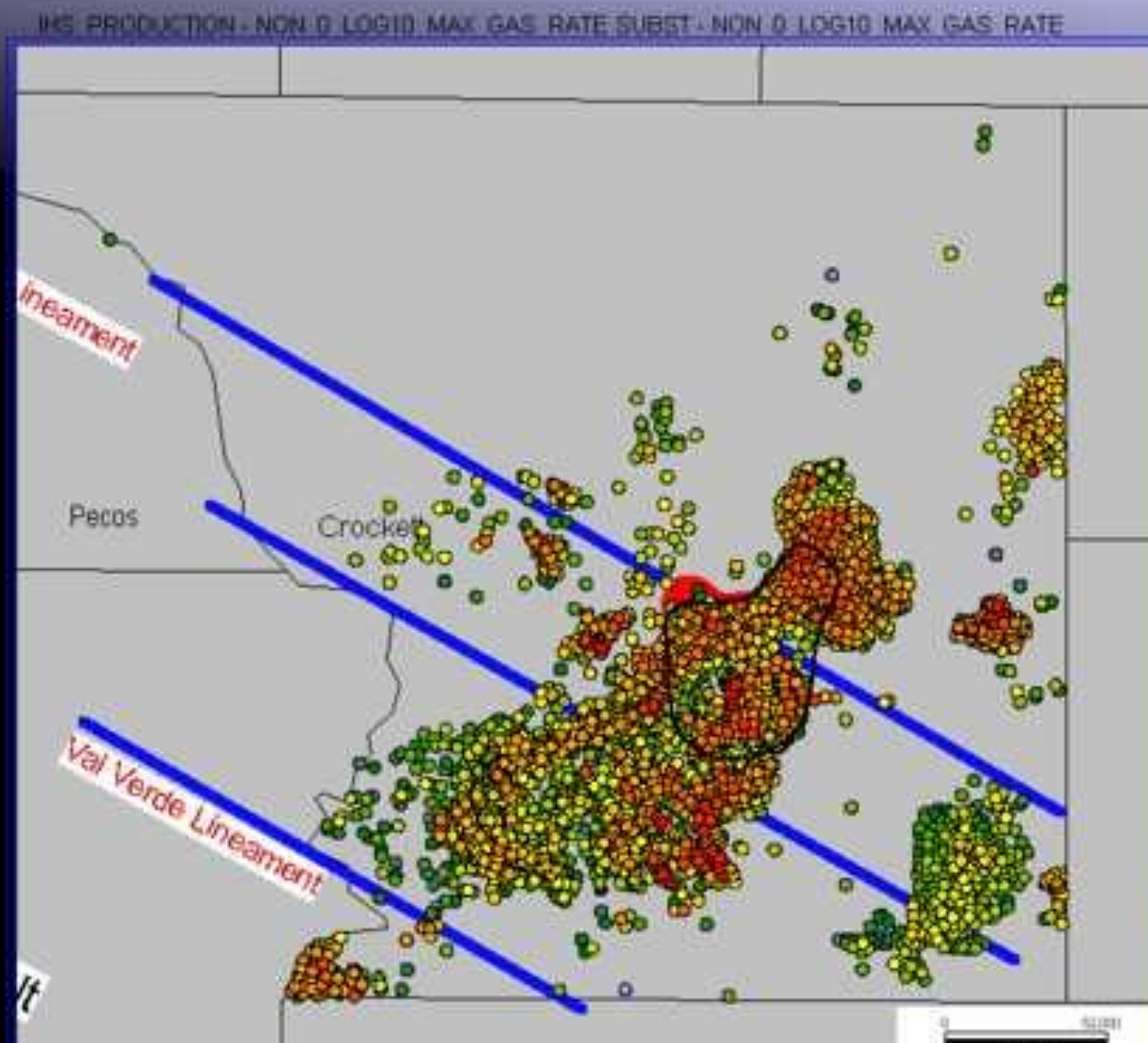
No solamente se tuvo esa evolución en las reservas, sino lo más sorprendente es que a lo largo de la explotación los pozos eran similares en términos del caudal inicial y las reservas a extraer (a pesar del paso de los años).

http://www.cwp.mines.edu/Abstracts/SEG06/ivan_rulison.pdf

<http://cat.inist.fr/?aModele=afficheN&cpsidt=17335792>



Effect of Location, 3663 Canyon Producers



Understanding Tight Gas Sandstones:

Implications for Fracture Stimulation and Completion Optimization Randy LaFollette BJ Services Company September 20, 2006

http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/eventos_iapg/2006/produccion/Espejos/Miercoles%2020-9/17.00%20LAFOLLETTE.ppt

Ejemplo: Cuenca neuquina

Estado actual (promedio)

y pozos a perforar en Tight Gas

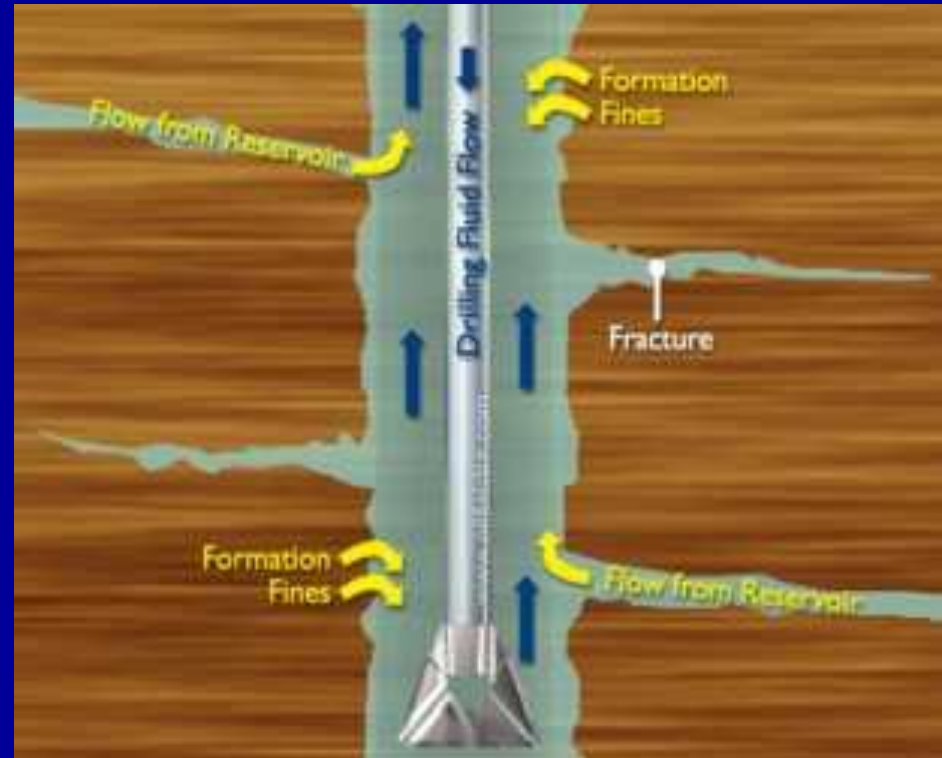
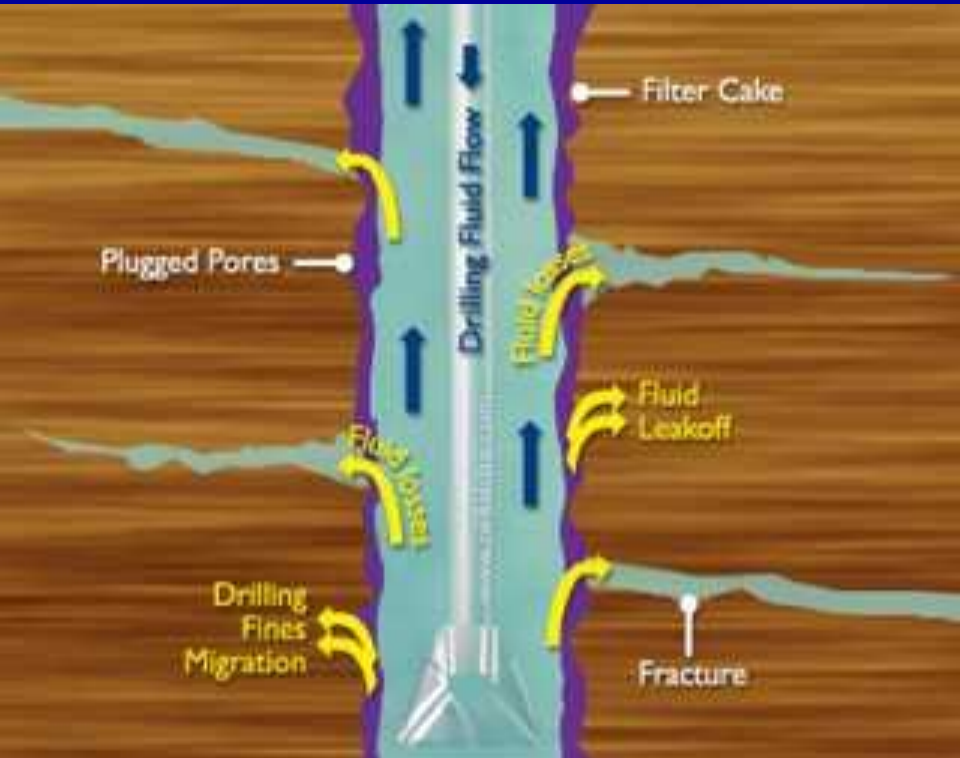
Area: 26,7
Km²

Número de pozos a perforar en
un yacimiento de Tight Gas
Ejemplo de cuenca Neuquina:
Yacimiento de 2670 hectáreas
(26,7 Km²)

Hectáreas por pozo	Número de Pozos en 2670 Ha
65	40
32	80
16	160
8	320
4	640

Espaciamiento
actual en un
yacimiento
convencional

Perforación desbalanceada (UBD). Utilizando espumas o gases, se logra disminuir la presión en el pozo y la invasión de la formación evitando o disminuyendo el daño de formación.

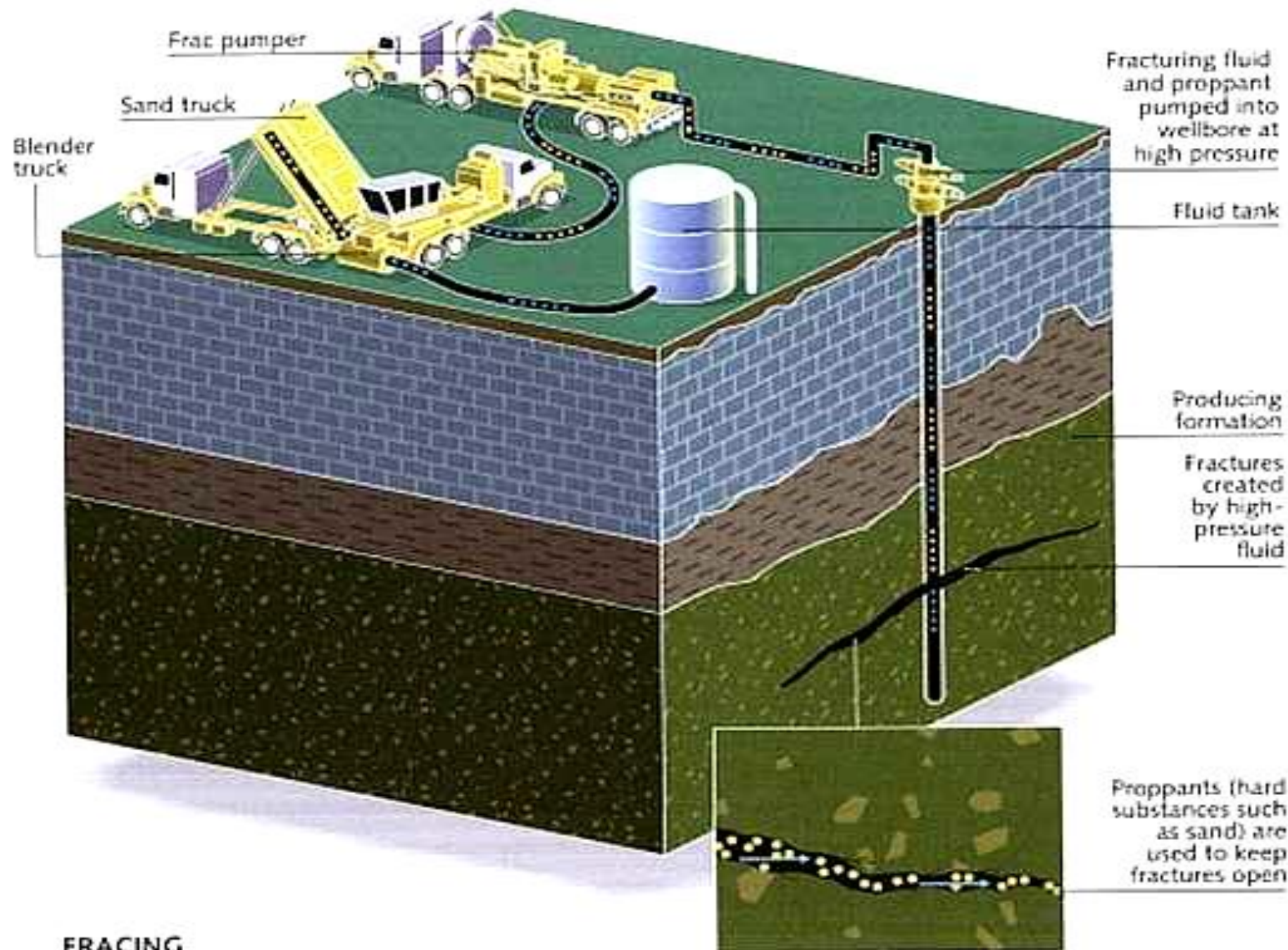


Perfilaje y mediciones durante la perforación.

Permite encontrar las mejores zonas para poner el pozo en producción .

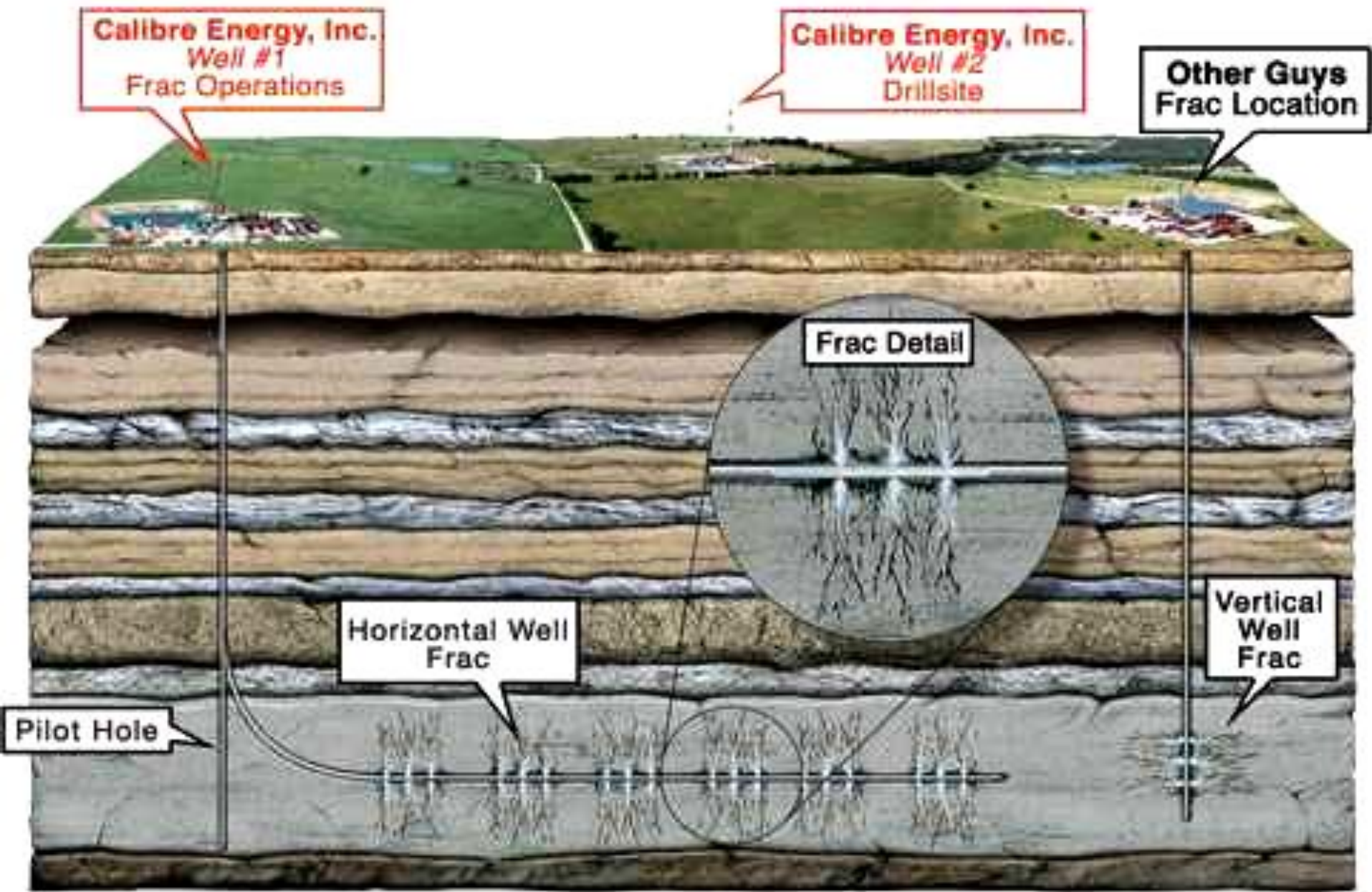
Macrofracturas y multifracturas. Aunque tienen un alto costo, estas técnicas pueden aumentar el área de drenaje. Las fracturas normales son de 300 bolsas, las macrofracturas de 10.000 bolsas o más.

El gas de tight sands es un recurso. Para que se transforme en reserva se necesitan inversiones grandes, o sea, precio.





Infraestructura para operación de fractura. Trends in Unconventional Gas
<http://www.halliburton.com/public/common/trends.pdf>



Equipos para macrofractura
(D. Kokogian, Mayo 2005)





Recently, Advanced Resources International, Inc. (ARI) completed a field program at Rulison Field, Piceance Basin, **to test and demonstrate the use of advanced seismic methods to locate and characterize natural fractures**. This project, conducted jointly with Barrett Resources **and supported by the USDOE/FETC**, began with a comprehensive review of the tectonic history, state of stress and fracture genesis of the basin. A high resolution aeromagnetic survey, interpreted satellite and SLAR (Side-looking airborne radar) imagery, and 400 line miles of 2-D seismic provided the foundation for the structural interpretation.

The central feature of the program was the 4.5 square mile multi-azimuth 3-D seismic P-wave survey to locate natural fracture anomalies. The interpreted seismic attributes are being tested against a control data set of 27 wells. Additional wells are currently being drilled at Rulison, on close 40 acre spacings, to establish the productivity from the **seismically observed fracture anomalies.....**

VER: Optimizing Technologies for Detecting Natural Fractures in the Tight Sands of the Rulison Field, Piceance Basin Kruuskaa-Decker Lynn.
http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/97/97ng/ng97_pdf/NG6-3.PDF

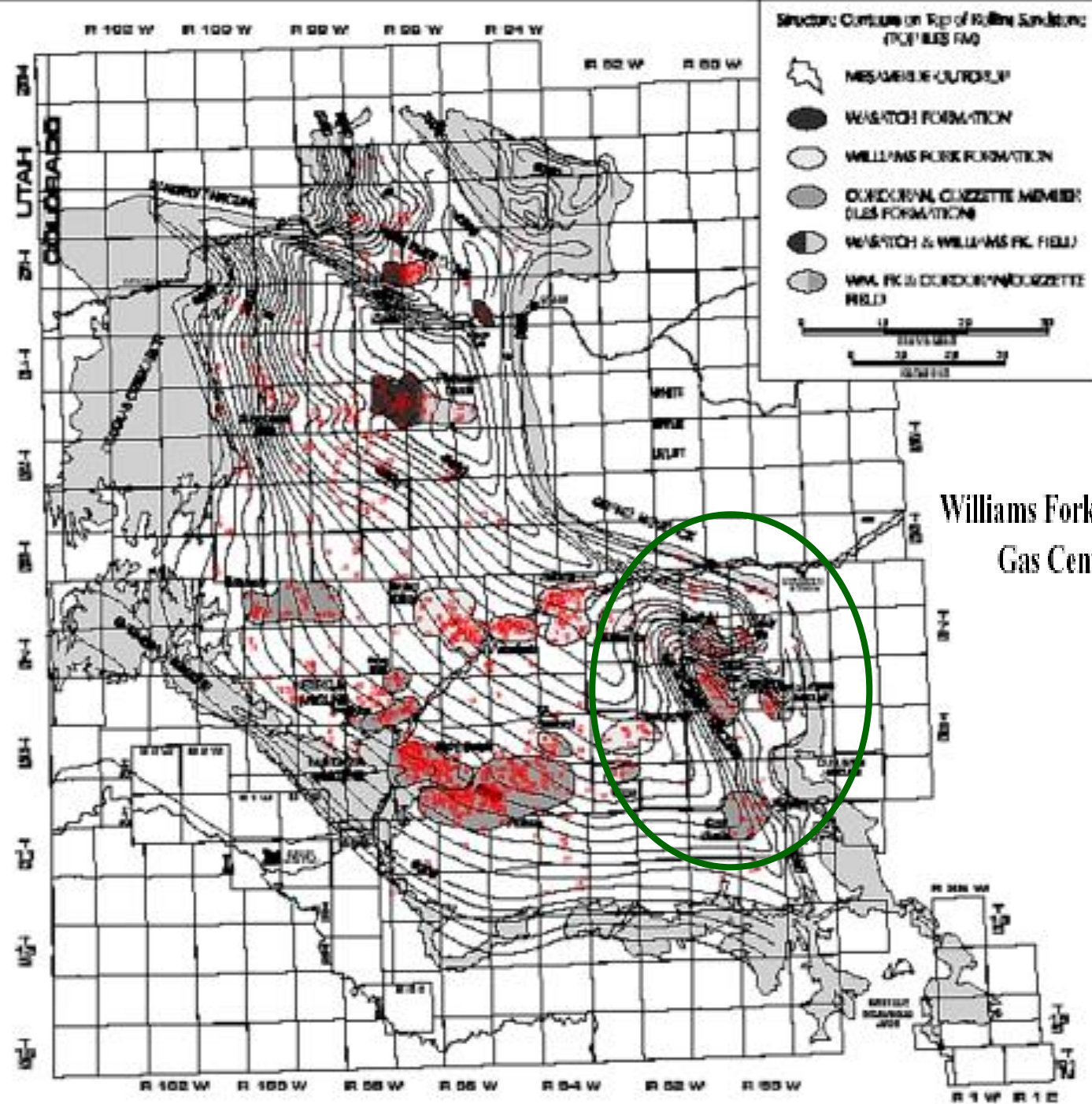


Figure 1
Williams Fork Formation, Piceance Basin
Gas Centered, Tight Gas Basin

Figure 7
Integrated Technologies for Naturally
Fractured Tight Gas Exploration and Development

1. Basin Deposition and Tectonic History:
Geologic Framework
2. Satellite Imagery:
Regional Reconnaissance
3. High Resolution Aeromagnetics:
Prospect/Trend Definition
4. Azimuthal 3D P-Wave Survey: Well Site Selection

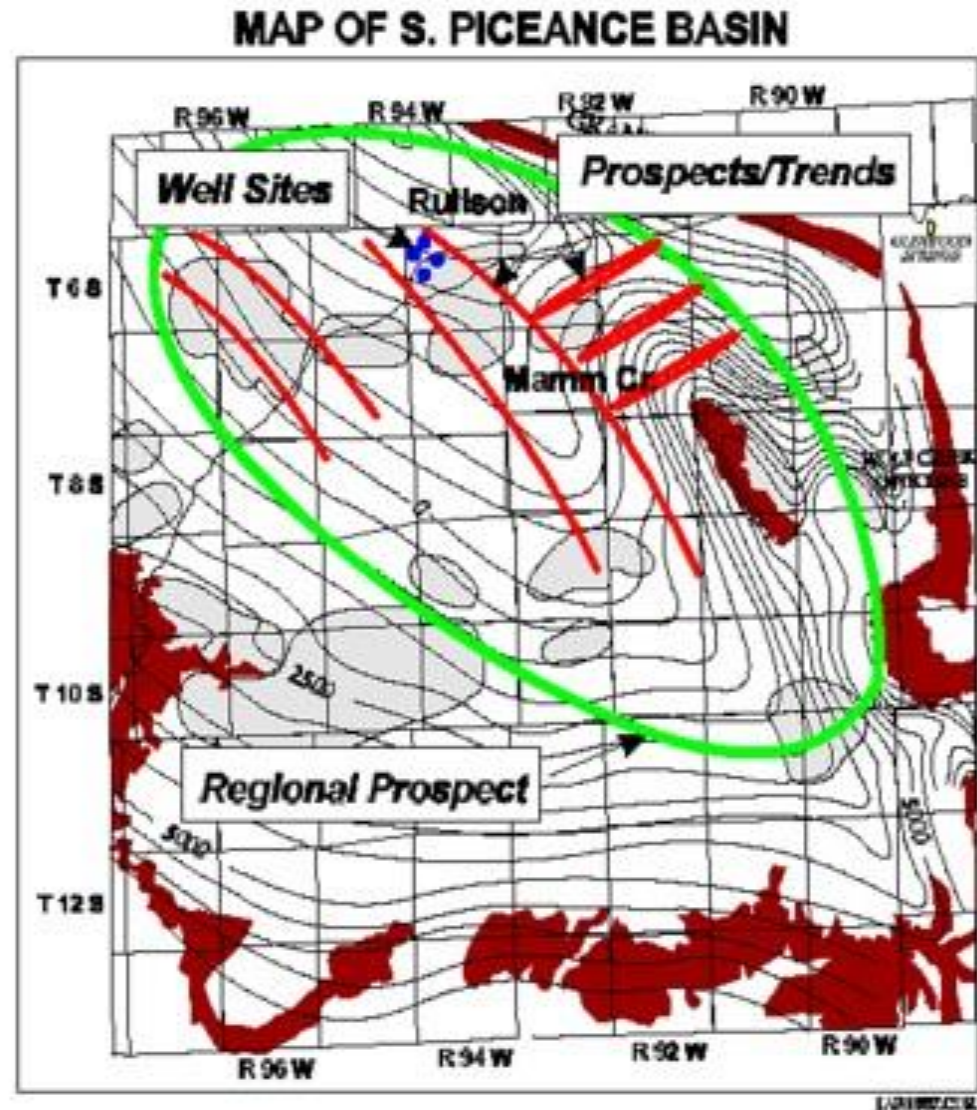


Figure 8
Integrated Exploration Methodology

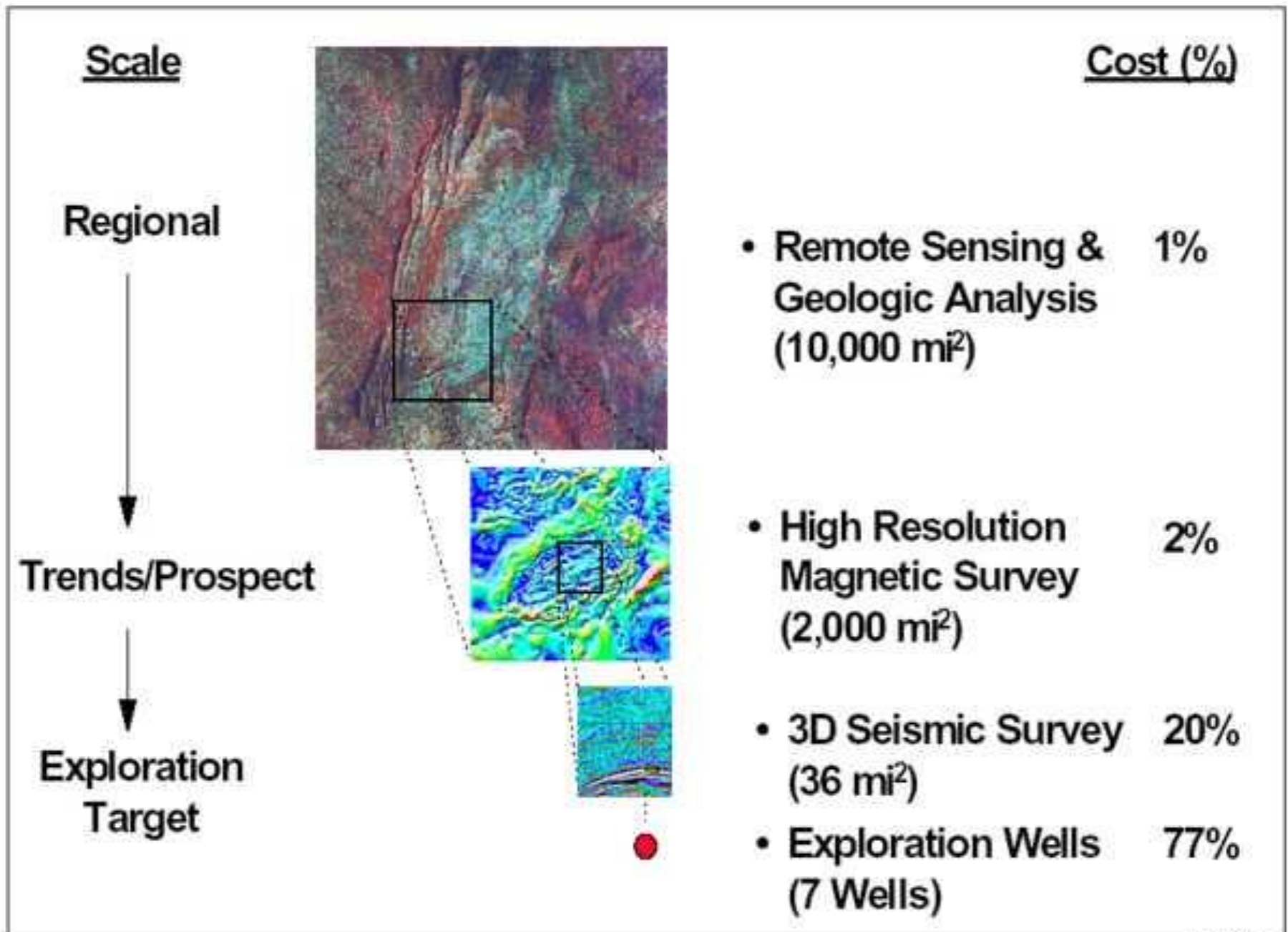


Table 1
High Resolution Aeromagnetic Survey

- **Purpose:**
 1. Determine relationship between basement features and fracture trends
 2. Establish reliability of HRAM for mapping basement features.
- **Design:**
 1. Close line spacing (400 m E-W; 1,600 m N-S)
 2. Low flight elevation (150 m)
 3. Southern Piceance Basin
- **Findings:**
 1. Magnetic anomalies are predominately first order NW, and E-W with secondary NE trends.
 2. NW magnetic anomalies appear to correspond to production trend and related fracture network.

SUMMARY AND FINDINGS

The project results achieved to date and industry's high interests in improving their exploration and well placement success in tight gas sands have made natural fracture detection optimization a high visibility R&D project. The key project findings to date are:

- C Natural fracture detection technology can impact commercial development of tight gas reservoirs more than any other single technology, particularly in a low to moderate gas price future,
- C Technical and cost optimization plus repeatable field demonstration are required for timely industry use of this high value technology in low permeability formation, and
- C Variability in major geologic/reservoir settings will require modifications and adaptations of the technology to match the specific conditions in the numerous tight gas sand basins of the U.S.

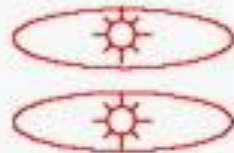
Pero hay condicionamientos:

- La densidad de las fracturas naturales impulsan la productividad de los pozos
- La mayor densidad de fracturas naturales => Recuperación Final Estimada más alta
- Cuando estés en un gran tren de fallas, síguelo!
- Fallas grandes son grandes amigas!
- No todas las fallas son tus amigas!
- Algunas fallas te odian!
- Si la falla va hacia arriba hasta la sección del reservorio, podría traer agua.

La Colocación de los Pozos es CRÍTICA



Interferencia fuerte

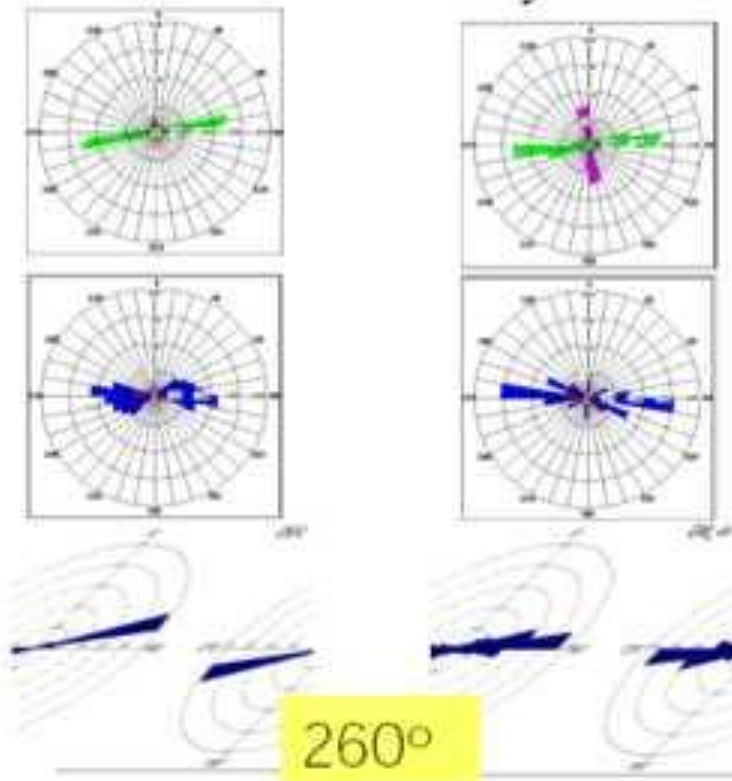


Ninguna interferencia

- Las áreas del drenaje no son circulares
- Las fracturas naturales causan elipses del drenaje fuertemente asimétricas
- La orientación de las elipses y la relación de aspecto son CRÍTICAS al poner los pozos a una densidad de 4 has.



Grand Valley

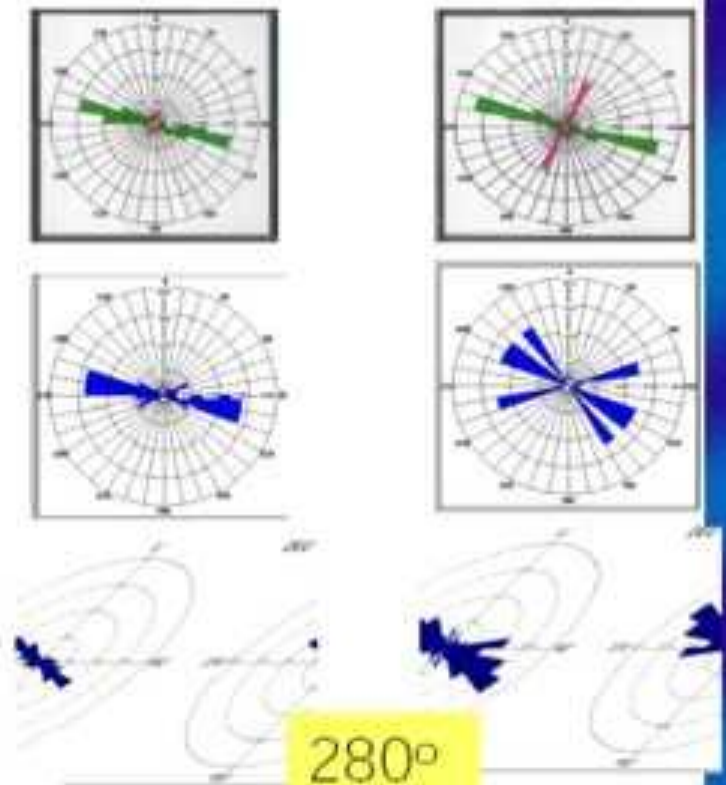


Fracturas inducidas
por perforación

Fracturas naturales

Fracturas hidráulicas
(de microsísmico)

Rulison



FMI y estudios microsísmicos confirman que las orientaciones de las fracturas hidráulicas y naturales tienen aproximadamente la misma orientación. Orientaciones similares de fracturas naturales e inducidas resultan en patrones de drenaje altamente elípticos.

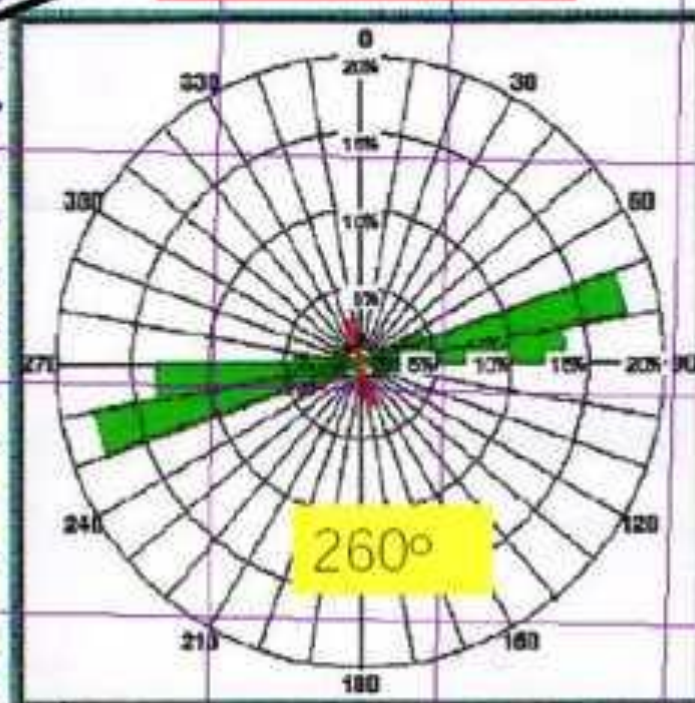


Densidad de Locaciones de 4 has. y Elipses de Drenaje Yacimiento "Grand Valley"

Espaciamiento: 100 m N-S, 400 m E-O

área de 16 has.

locaciones de 16 has. contienen
cuatro pozos de densidad de 2,5 has



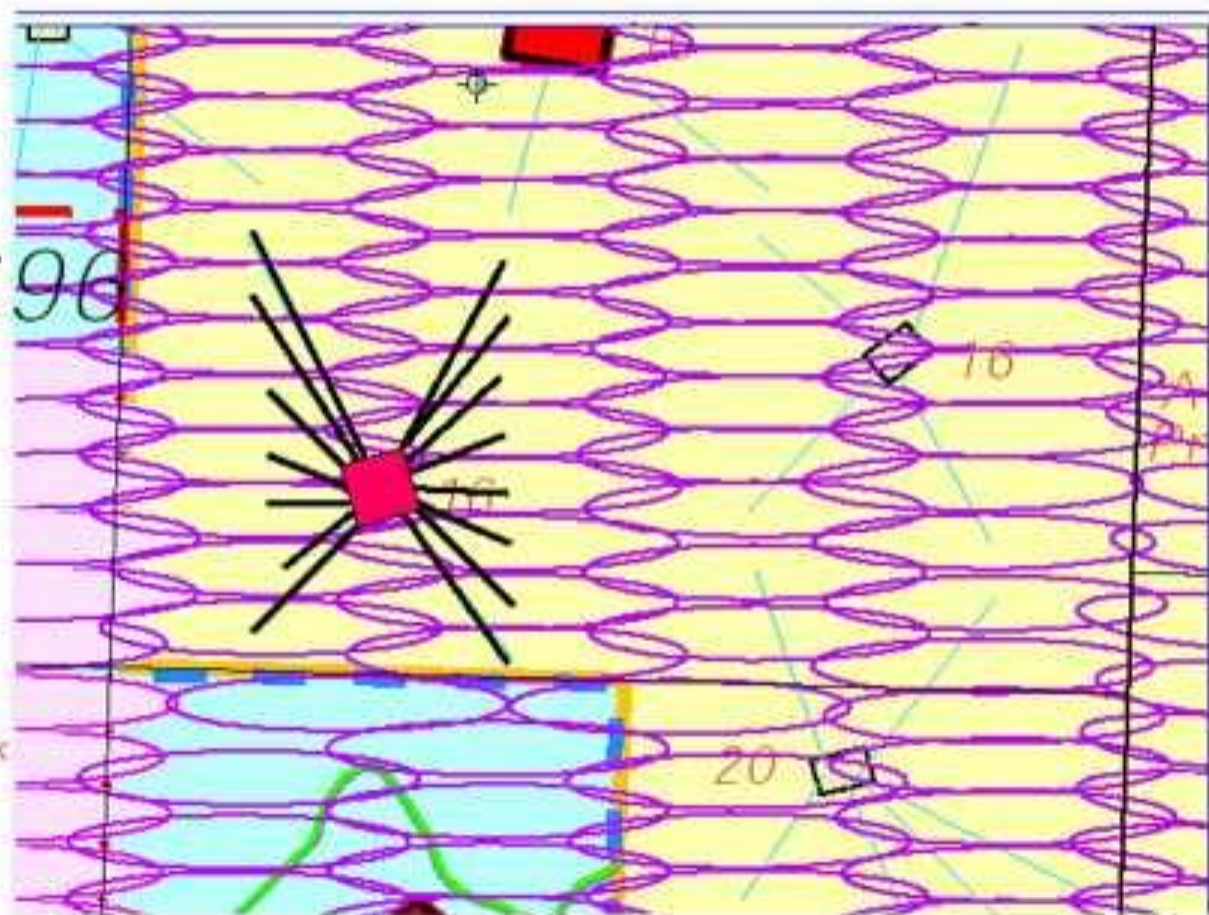
Dirección de fracturas inducidas
Yacimiento "Grand Valley"

Elipses de Drenaje mas Recientes

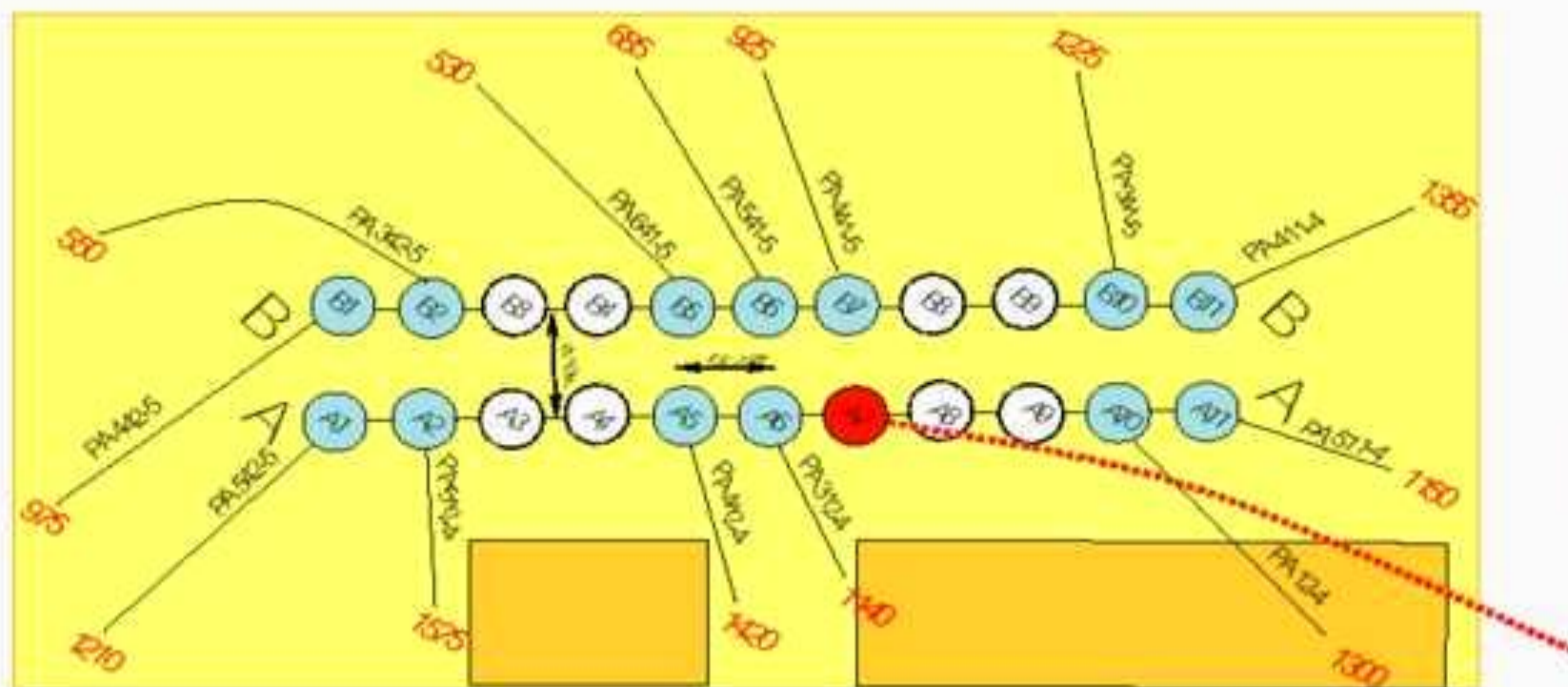
Relación de Aspecto - 5.6:1

34-14-696

AP Switchback



- Una locación cada 64 has.
- Cada locación tiene 16 pozos perforados en densidad de 2,5 has.



2 metros entre los pozos
3 metros entre las filas de pozos



Equipo de Helmerich & Payne (H&P)



pozos

Tiempo de Perforación Histórico

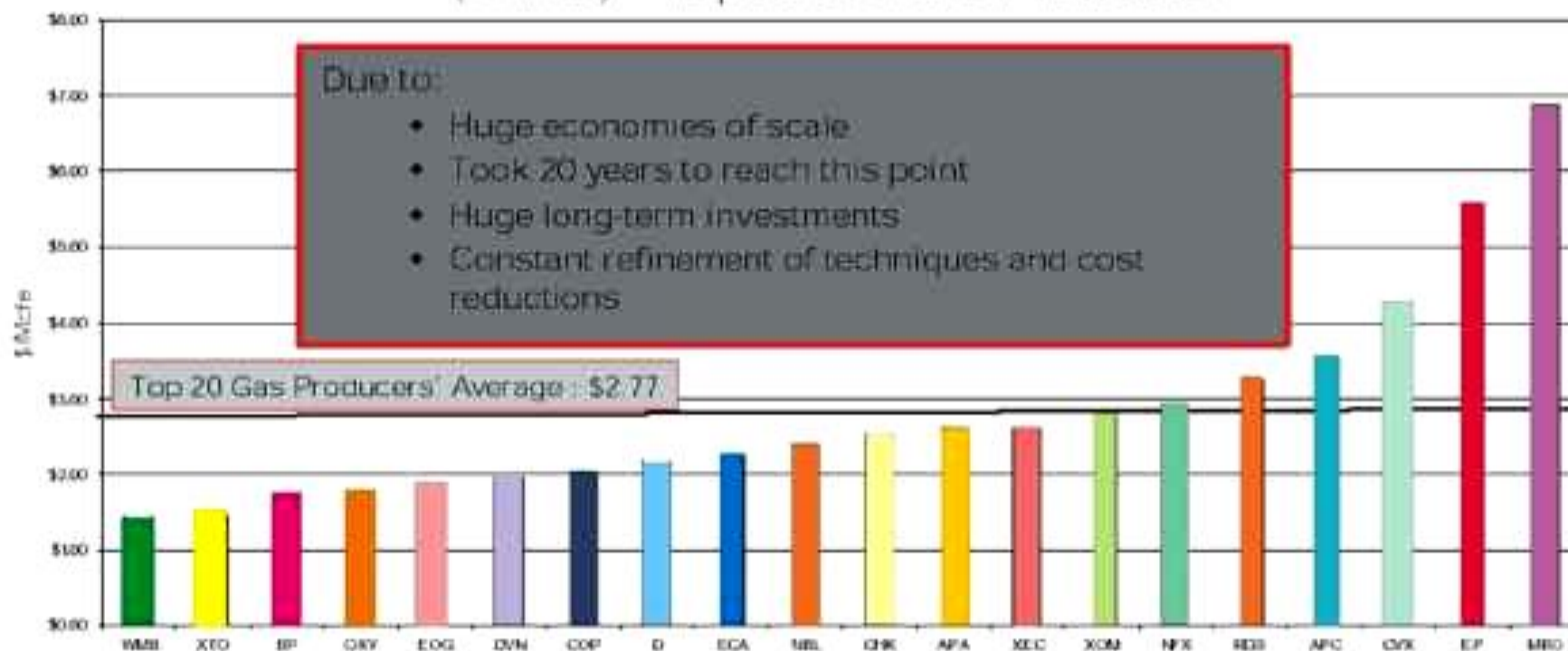


- Antes del 2001: geles cross-linkeados
 - ¡geles muy costoso!
 - Altas concentraciones de arena (hasta 5 libras por galón)
 - El gel dañaba el sistema natural de fracturas, reduciendo la permeabilidad del sistema
- Después del 2001: Fracturas con agua "Slickwater"
 - En 2001, primera compañía en la cuenca Piceance en probar y utilizar el sistema de slickwater como standard
 - Utiliza agua mezclada con una cantidad pequeña de surfactantes y de reductores de fricción
 - ¡MUCHO menos costoso!
 - Igual o mejor desempeño de las fracturas comparado con las base gel.
 - Permite reutilizar el agua del pozo fracturado en la próxima fractura (ningún costo para disponer del agua producida)
 - El agua se puede reutilizar en sucesivas fracturas. Recuperamos el 50%, para usarlo en el pozo siguiente
 - Capacidad de reciclar toda el agua del flowback
 - Capital ahorrado en transporte de agua
 - Terminaciones "verdes"



Líder de la Industria en Costos de Descubrimiento y Desarrollo

3-year Finding and Development Costs ('04-'06) - Top 20 U.S. Gas Producers



"Producción para arriba, costos abajo"



Fuente: Datos publico divulgados de EvaluateEnergy.com

Ver tambien: **Tight Gas Reservoirs – An Unconventional Natural**

Energy Source for the Future G.C.Naik

http://www.sublette-se.org/files/tight_gas.pdf

Tight Gas Technologies for the Rocky Mountains By James Ammer

NETL Strategic Center for Natural Gas

http://media.godashboard.com/gti/4ReportsPubs/4_7GasTips/Spring02/TightGasTechForRockMtns.pdf

Tight Gas reservoirs Technology-intensive Resources

http://www.total.com/static/en/medias/topic1026/tight-gas-reservoirs_2007.pdf

SPE 103857

Multiazimuth Seismic to Well Tie for Fracture Characterization

Ramin Nawab, Sonja Maultzsch, Sung Yuh, and Benoit Mouly, Total E&P

[http://www.china-drilling.com/spe2006\(beijing\)/spe103857.pdf](http://www.china-drilling.com/spe2006(beijing)/spe103857.pdf)

Ver También :

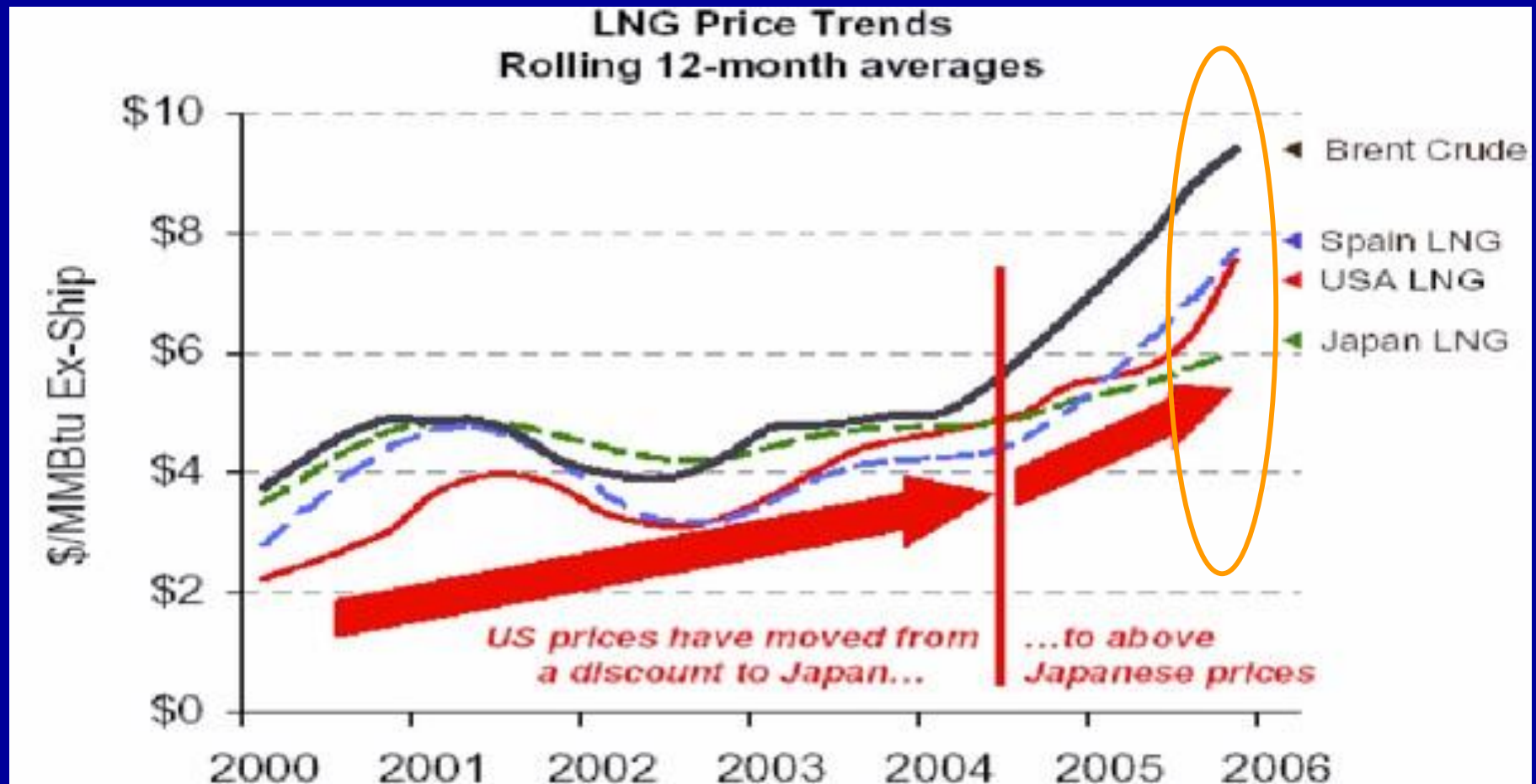
The Challenges of Stimulation In Sichuan Western Tight Sand Formation

http://www.ccop.or.th/ppm/document/CHEXV4/CHEXV4DOC01_shan.pdf

(Interesante. >1000 MMM m³, 6MMm³dia, profundidad 5300 m, sin poder fracturar por presion necesaria excesiva, alto módulo de Young)

5.- Alternativas: Los precios del GNL





The use of LNG in Latin America Antonio Assumpção
President Shell Southern Cone Gas & Power 10/27/2006 Copyright: SIPC

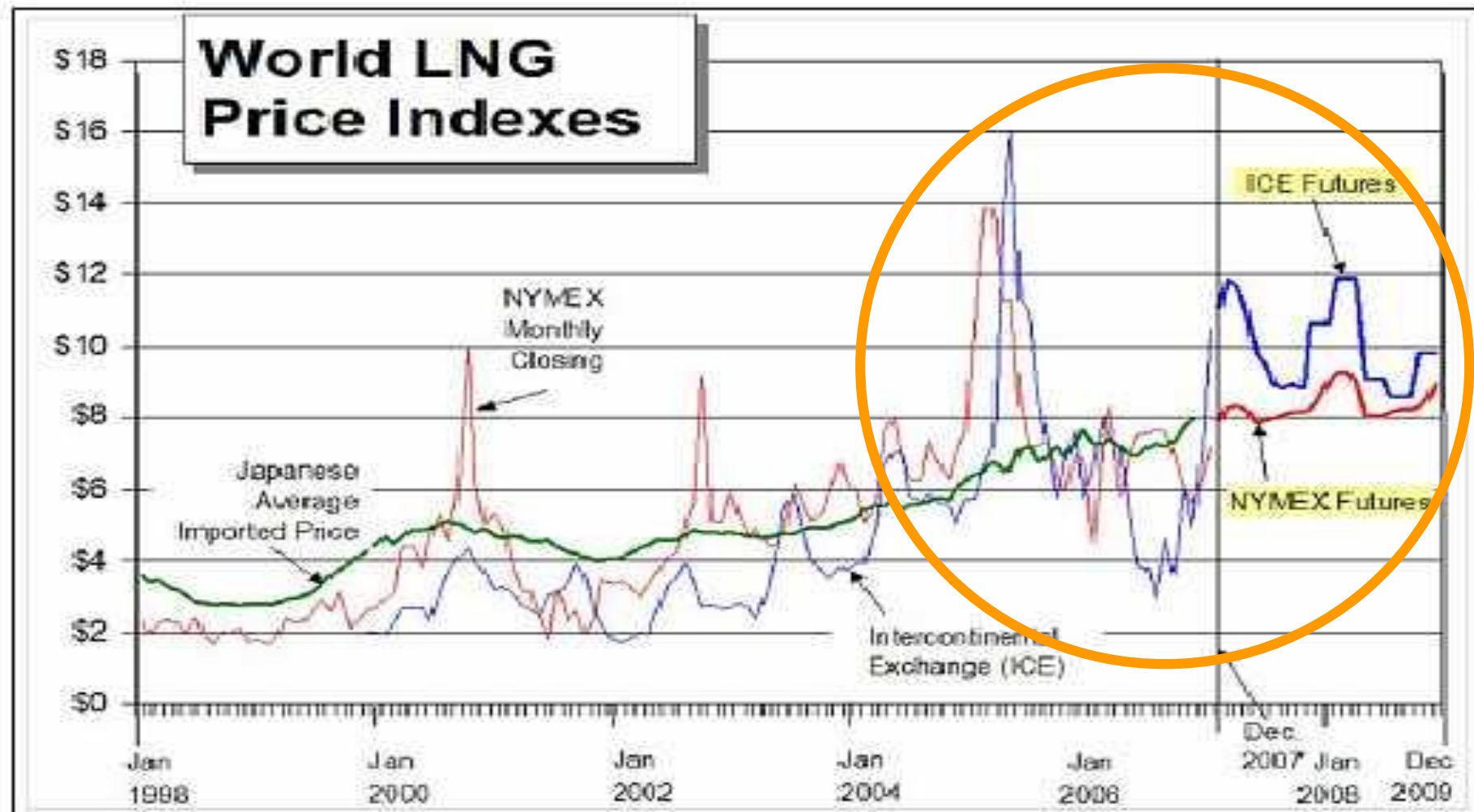
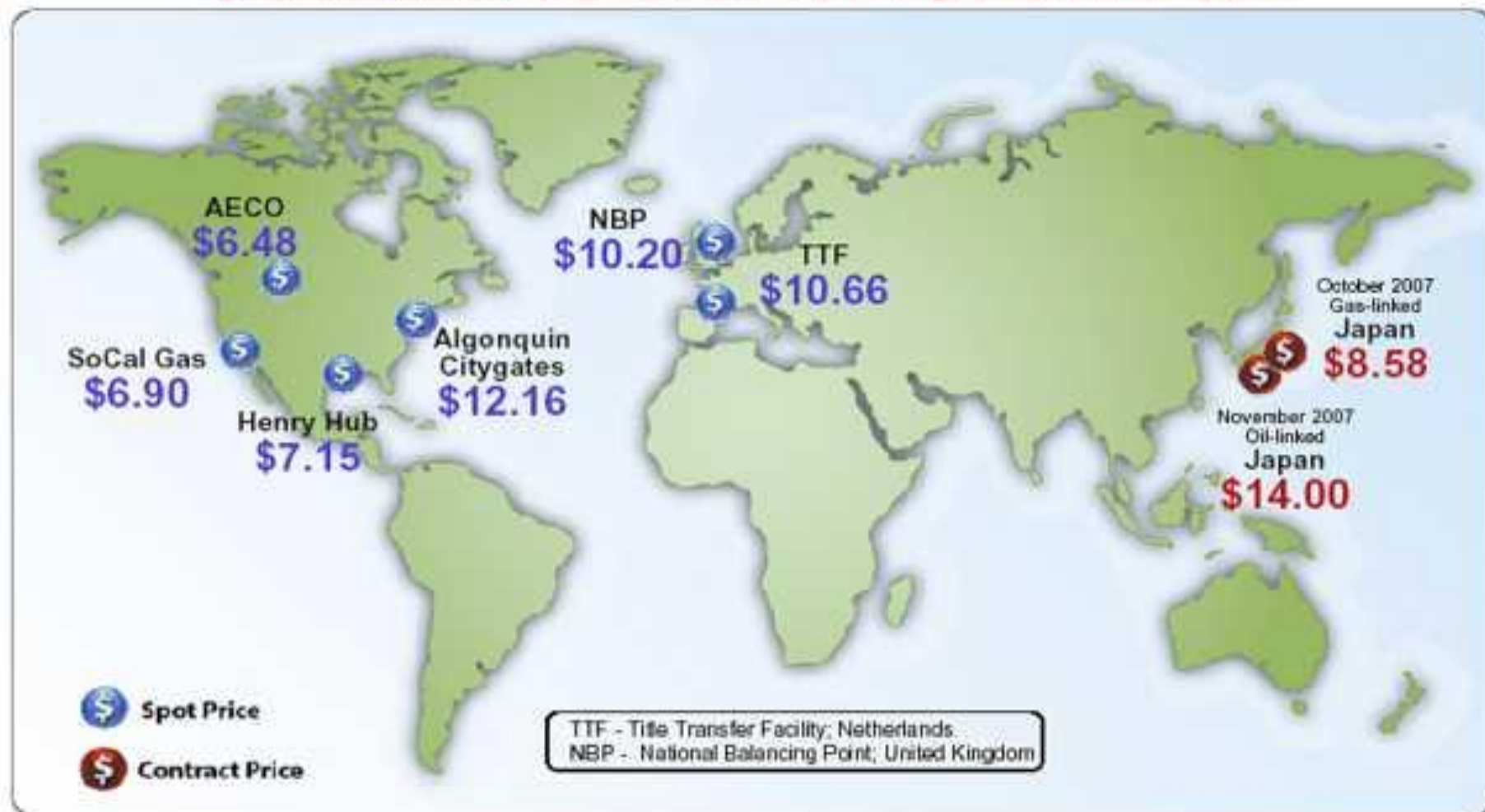


Figure 4.4

A Study of Atlantic Basin LNG Market Dynamics as they pertain to the Possibility for Intra-basin Price Convergence BELLMAN Christopher

The University of Oklahoma, Mewbourne College of Earth and Energy Sarkeys Energy Center Institute for Energy Economics and Policy

World Natural Gas Prices for December 2007



Source: Derived from Bloomberg, ICE, ICAP and LNG Japan Corp. data. Spot Price is a monthly average of daily prices. Contract Price is a monthly price. All prices in \$/MMBtu.

Updated January 9, 2008

1017



6.- Algunos proyectos de plantas en el Cono Sur



Proyecto Quintero, Chile. 10 MM³/día (15 en pico). 1050 millones de dólares.



Proyecto Quintero. Se inaugura en 3 meses. (330000m³de GNL)

BR

Concepção do Projeto GNL da Petrobras

Cadeia de GNL:



Energy Integration Congress – EIC 30 de outubro / 2007 – Rio de Janeiro - Brasil

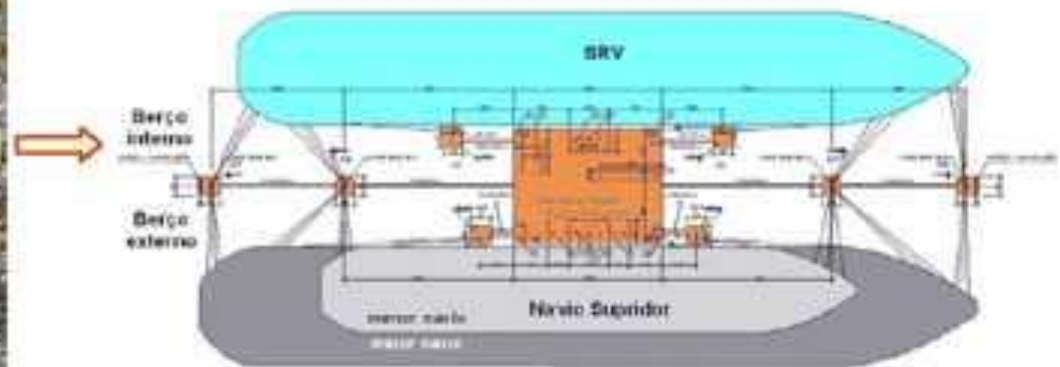
INVESTIMENTO EM PRODUÇÃO E NOVOS TERMINAIS DE GNL NA AMÉRICA DO SUL

Es lo que se está haciendo en Bahía Blanca

BR

Terminal Flexível da Baía da Guanabara - RJ

- Implantação de um píer de GNL na Baía da Guanabara – RJ.
- Regaseificação de até 14 MM m³/d e injeção de GN pressurizado no anel de gás da Reduc, via gasoduto de 16km (submarino + terrestre).



Esquema do Píer na Baía da Guanabara.

Costo de inversion para proveer LNG en gran escala:
6000 millones de dólares para 30 millones m³ diarios de gas (planta completa). El valor del LNG es del orden de 17 dólares/MMBTU



Buque regasificador
en Bahía Blanca

ING. DANIEL
MARTÍNEZ

ING. MARIO
BOTTO

ANCAP -
URUGUAY

FIER 2007 FORO
DE
INTEGRACIÓN

ENERGÉTICA
REGIONAL
MEDELLÍN –
COLOMBIA

Precio base:

10 U\$\$/MMBtu
a la fecha de
publicación del
trabajo



PROYECTO DE LNG PARA URUGUAY Y ARGENTINA

FIER 2007

FORO DE INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA REGIONAL

MEDELLÍN - COLOMBIA



ING. DANIEL MARTÍNEZ

ING. MARIO BOTTO

MEDELLÍN - COLOMBIA



Planta de
Regasificación
en estudio

Gasoductos
existentes

Gasoductos
en estudio

GAS NATURAL - BOLIVIA RESERVAS - PRINCIPALES AREAS

7.- El gas de Bolivia. Provisión y precios.
La imposibilidad de cumplimiento contractual sin inversiones.



CLÁUSULA CUARTA: CANTIDAD

- 4.1 El suministro por YPFB y la recepción por ENARSA del Gas en el Punto de Entrega, será de siete coma siete millones de Metros Cúbicos de Gas por Día (7,7 MMm³/d) en los tres primeros años a partir del Inicio del Suministro, con posibilidad de ampliar los volúmenes hasta 16 MMm³/d en el segundo y/o tercer año de Contrato, incrementándose desde la puesta en marcha del GNEA, de acuerdo a los volúmenes establecidos en la presente Cláusula, hasta alcanzar veintisiete coma siete millones de Metros Cúbicos de Gas por Día (27,7 MMm³/d), manteniendo este nivel hasta la finalización del Contrato.

Estos volúmenes corresponden, Año por Año, a la Cantidad Diaria Contractual (CDC), que se detalla a continuación:

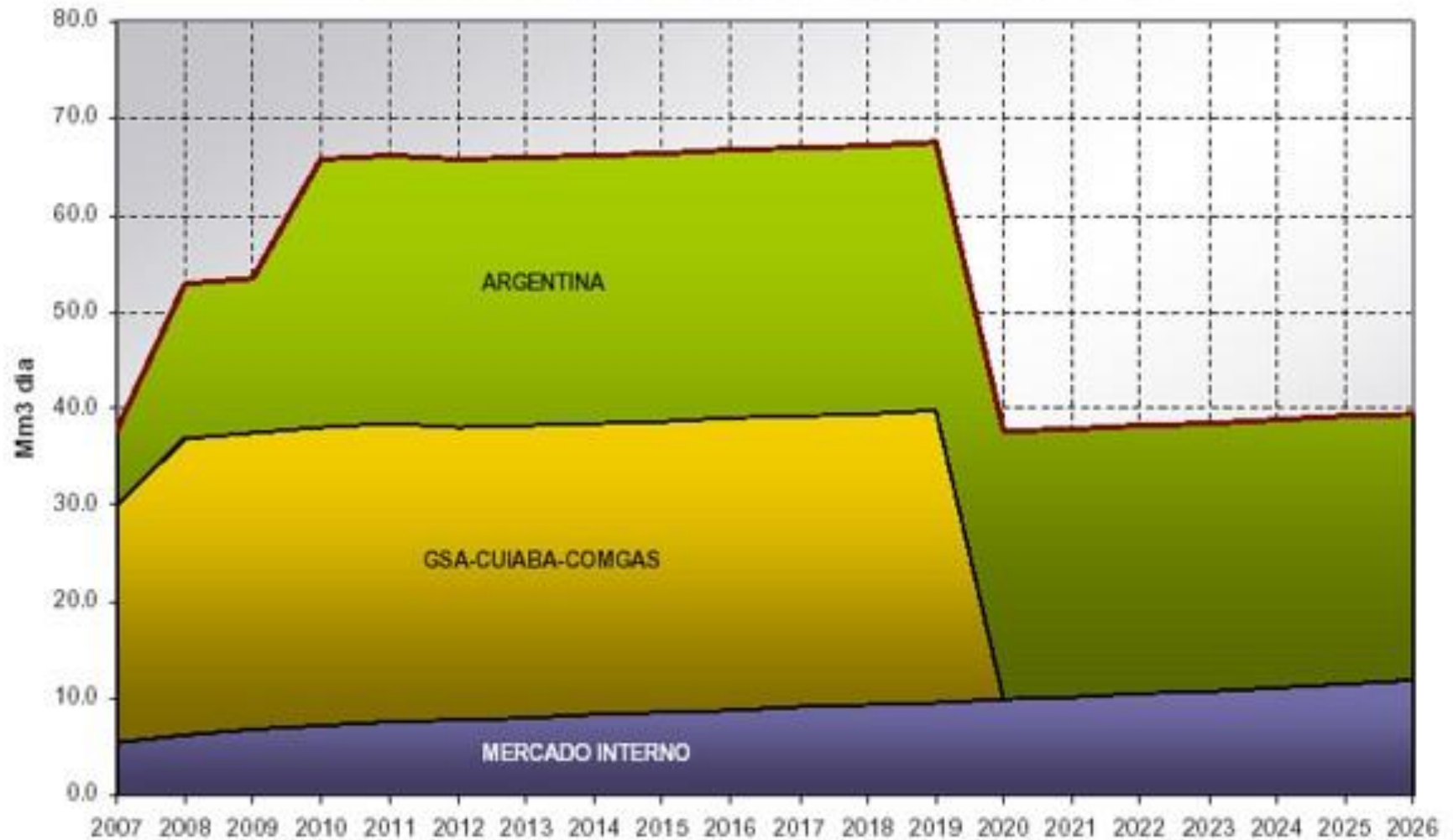
CONTRATO YPFB-ENARSA

AÑO	VOLUMEN CDC [MM m ³ /d]
2007	7,7
2008-2009	Hasta 16
2010-2026	27,7

El Potencial Energético Boliviano Tras la Nacionalización de los Hidrocarburos y el Desarrollo de Nuevas Cuencas

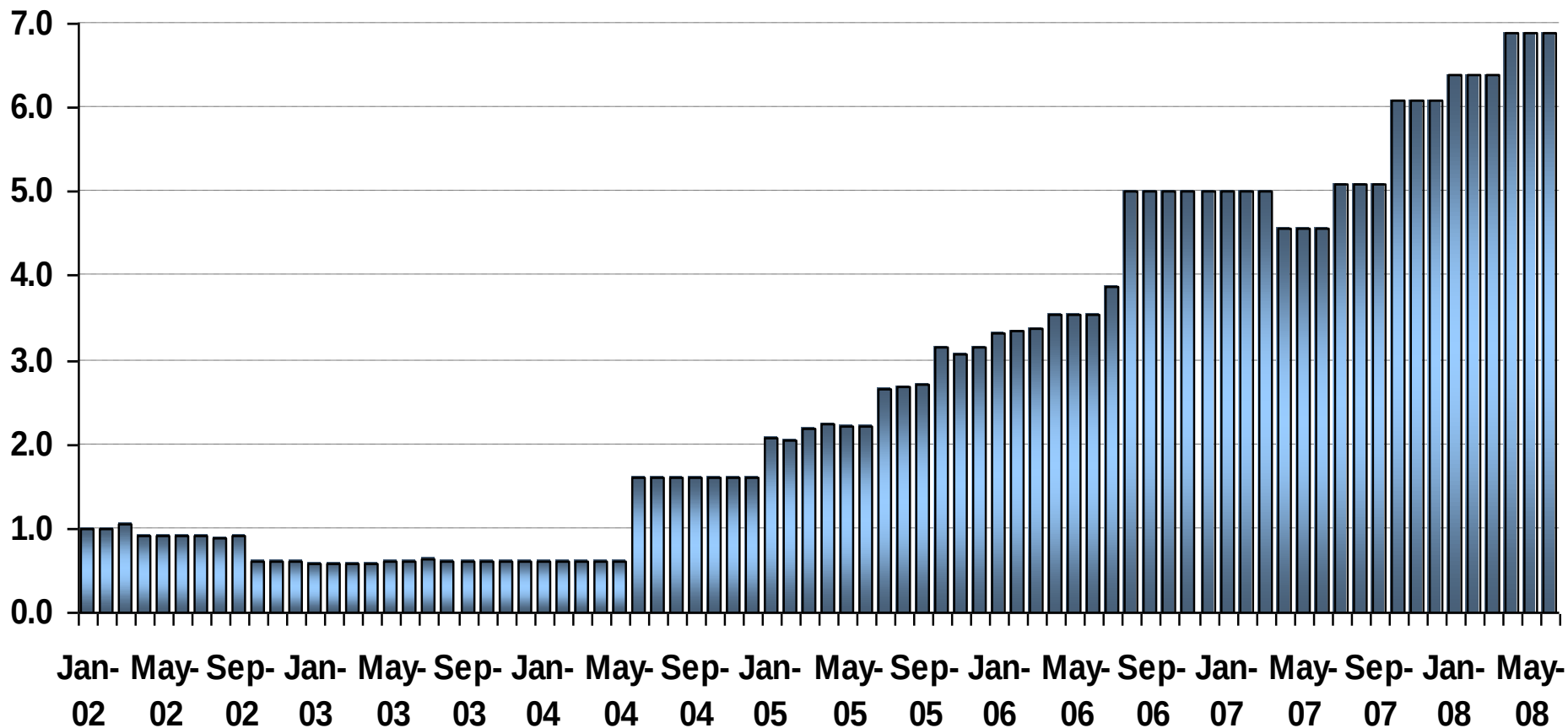
UPSTREAM AMERICAS CONGRESS PERÚ Pedro Camarota

MERCADOS CONTRATADOS DE GAS NATURAL



PRECIOS IMPORTACION DE GAS DE BOLIVIA EN FRONTERA

US\$/MMBTU



Daniel G Gerold

Club del Petróleo Buenos Aires

Junio 2008

- 11.1 El Precio del Gas, en unidades de Dólar por millón de BTU (US\$/MMBTU), en el Punto de Entrega, frontera Bolivia - Argentina será calculado para cada Trimestre, redondeado hasta la cuarta cifra decimal, de acuerdo con la siguiente fórmula:

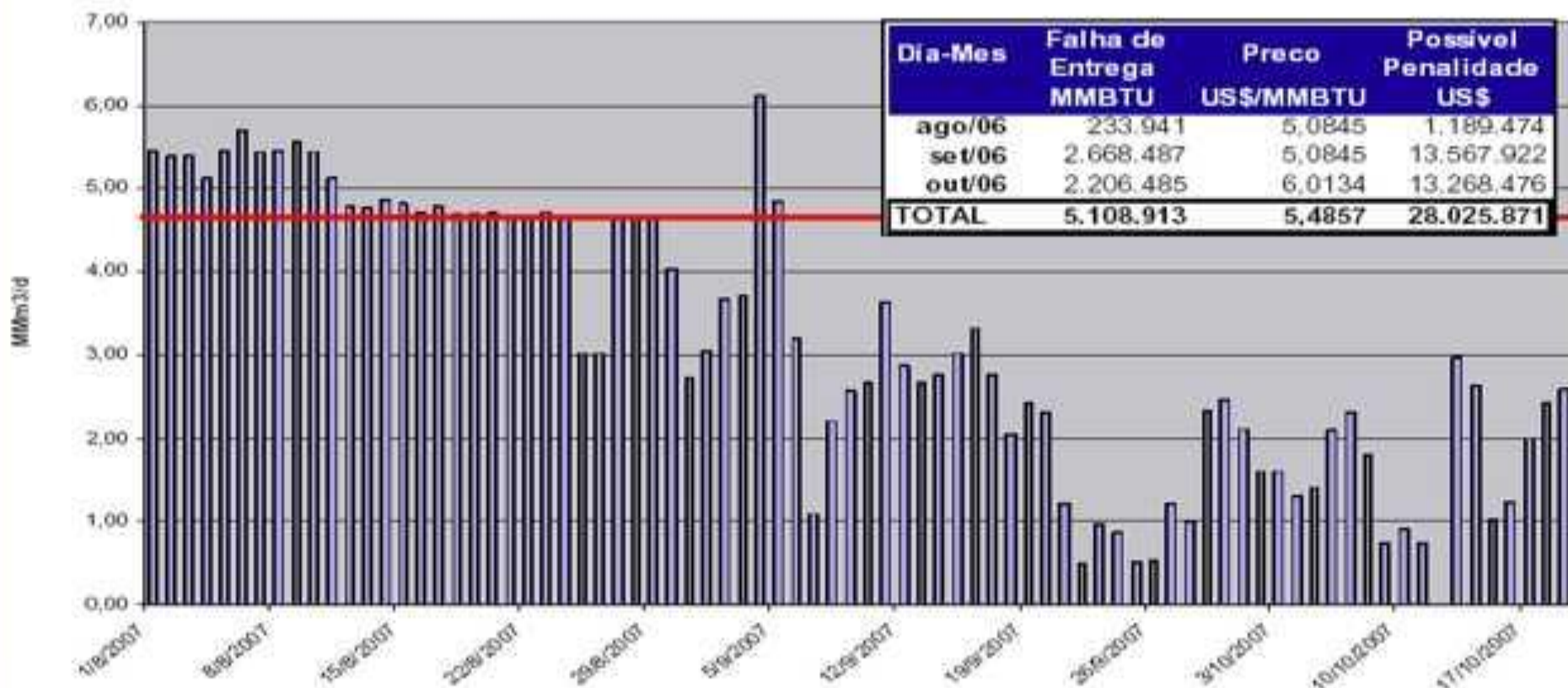
$$PG = P * \left[0,20 * \frac{FO1_i}{FO1_0} + 0,40 * \frac{FO2_i}{FO2_0} + 0,20 * \frac{FO3_i}{FO3_0} + 0,20 * \frac{DO_i}{DO_0} \right]$$

- FO1: Fuel Oil de tres coma cinco por ciento (3,5%) de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy, en unidades de Dólar por tonelada métrica (US\$/TM);
- FO2: Fuel Oil N° 6 de uno por ciento (1%) de azufre, 6 °API, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne, en unidades de Dólar por barril (US\$/bbl);
- FO3: Fuel Oil de uno por ciento (1%) de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB NWE, en unidades de Dólar por tonelada métrica. (US\$/TM);
- DO: LS Diesel, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne, en unidades de UScents/US galón (USc\$/USgal).

P es el precio base para el primer trimestre de 2007. El primer trimestre de este año el precio fue 7,84 dólares por MMBtu

Contrato Argentina – Entregas Incompletas

Entregas Gas Argentina



17 Resolución Ministerial 255/06

Redistribución Proporcional do MI (anual)

Define Orden de Prioridad

1. Mercado Interno
2. Mercado Brasil (= “GSA”)
3. Mercado Argentina

Fecha: 14.02.2008 Fuente: El Mundo

Bolivia reconoce no poder cumplir con demanda de gas de Argentina y Brasil

Por Alfredo Sainz | LA NACION

El gobierno boliviano confirmó ayer que no habrá gas para hacer frente a un aumento de la demanda en la Argentina el próximo invierno. **El anuncio corrió por cuenta del vicepresidente de ese país, Alvaro García Linera, quien sostuvo que el envío de gas boliviano a la Argentina y a Brasil en los niveles actuales estaba garantizado, pero precisó que su país no estaba en condiciones de responder por el aumento del consumo que se espera para julio y agosto.**

26.02.2008 - BUENOS AIRES: "Lula Ve "Desafíos Energéticos" por al Menos Cuatro Años" / CLARÍN / LA NACIÓN / INFOBAE (BUENOS AIRES - ARGENTINA)

El presidente de Brasil, Lula da Silva, sostuvo que para superar las dificultades energéticas que atraviesan su país y Argentina se necesitan "inversiones en forma urgente". El mandatario brasileño, en una entrevista con el periodista Joaquín Morales Solá difundida anoche por un canal de cable dijo que "no hay tiempo para hacer reclamos sobre lo que no se hizo antes (en materia de inversiones en energía)". Lula da Silva pronosticó que en los próximos cuatro años el desafío será atender las demandas de crecimiento de ambos países. "... **"Recién en 2012 Bolivia podrá producir el equivalente a 73 millones de metros cúbicos de gas"**, dijo.

21.04.2009 - LA PAZ: “Bolivia y Argentina Definen Hoy la Compraventa de Gas y el GNEA” / EL DEBER (BOLIVIA)

La casa ejecutiva de YPFB en Santa Cruz será sede de la reunión entre técnicos de la estatal petrolera YPFB y Enarsa, con el **objetivo de definir la compraventa de gas natural y la construcción o el aplazo del proyecto del Gasoducto Noreste Argentino (GNEA)**, informó ayer una alta fuente de Yacimientos.

. Los principales puntos de la reunión **serán los volúmenes de gas natural boliviano que se enviarán durante el próximo periodo de invierno y la situación actual del proyecto GNEA**. Cabe recordar que.... Julio de Vido, recibió hace dos semanas en su despacho al presidente de YPFB. En dicha reunión, Carlos Villegas **se comprometió a proveer a Argentina un volumen de hasta 6,5 millones de metros cúbicos diarios durante el invierno**, lo que significa una mejora respecto al suministrado en los últimos dos años, a pesar de **la existencia de un convenio por el cual Argentina pretendía comprar hasta 7,7 millones de metros cúbicos diarios**.

La garantía de un mayor suministro se explica Brasil está consumiendo entre 18 y 24 Mm³/d(en lugar de 30). Como consecuencia de la caída de la cotización internacional de los hidrocarburos, **Bolivia está vendiendo a Argentina un promedio de 5 Mm³/d a \$us 4,5 dólares por millón de BTU**.

Está claro que Bolivia **no puede** **cumplir** lo contratado a menos que Brasil no le compre; ni proveer de gas a Argentina -si no invierte-, las decenas de millones de m³/día de gas que harán falta para compensar la caída de producción de las cuencas argentinas.

8.- Reservas de gas y su vinculación con los precios.

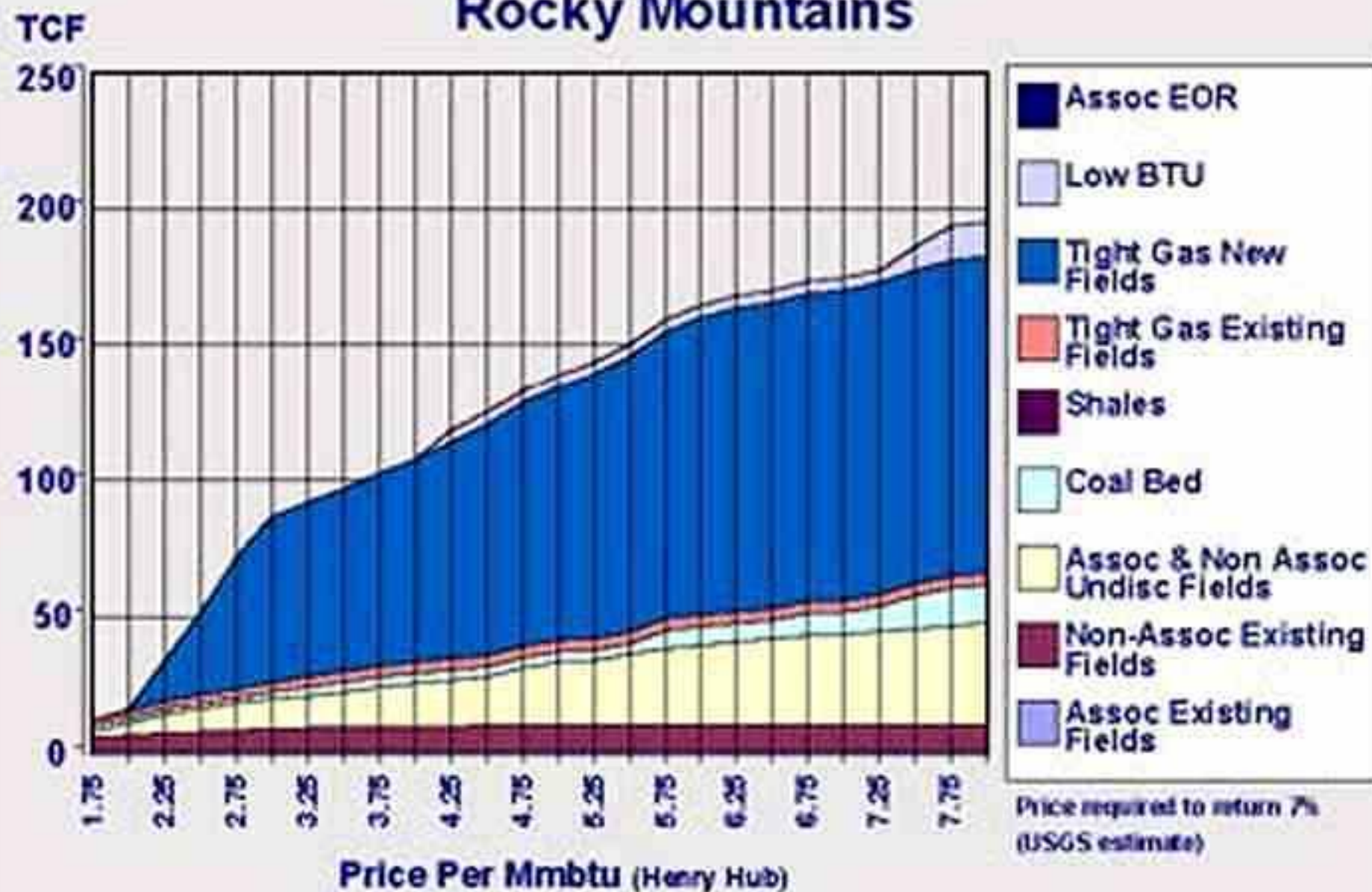
Es posible proveer el gas desde los yacimientos de Tight gas que existen en la Cuenca Neuquina y otras cuencas. Pero el **costo de producción es mayor que para el gas convencional**, aunque es **netamente inferior** a otras posibilidades de suministro, como gas boliviano o LNG.

La relación entre la cantidad de gas que **se puede producir y los precios** implica que si los precios suben **aumentan las reservas y la producción. Se puede producir más**

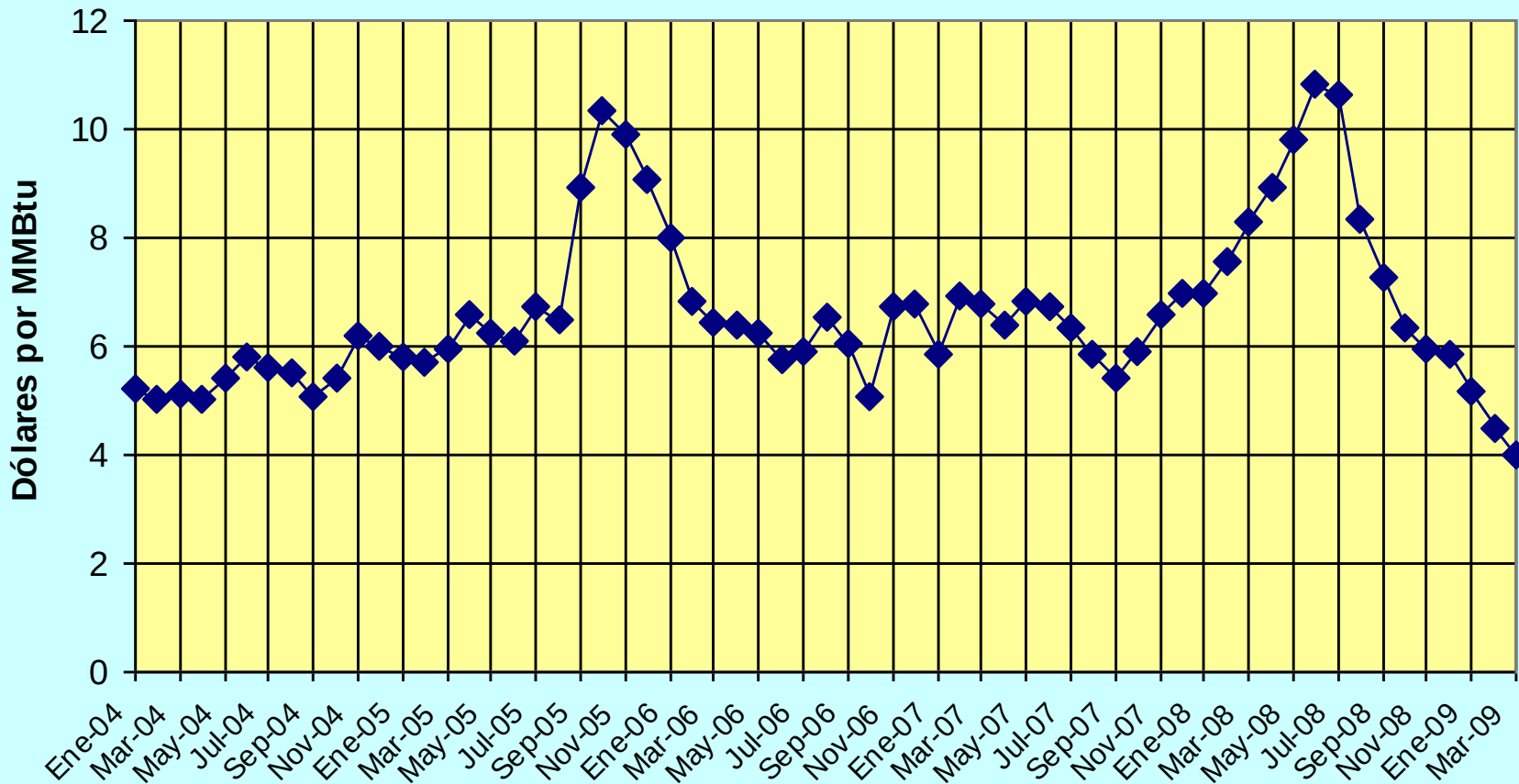
Esto no sucede sólo en Argentina. Véase la estimación de reservas de gas que hace el USGS para una cuenca de Estados Unidos:

RESERVE POTENTIAL VS PRICE

Rocky Mountains



Precio del gas boca de pozo en EEUU



http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_m.htm

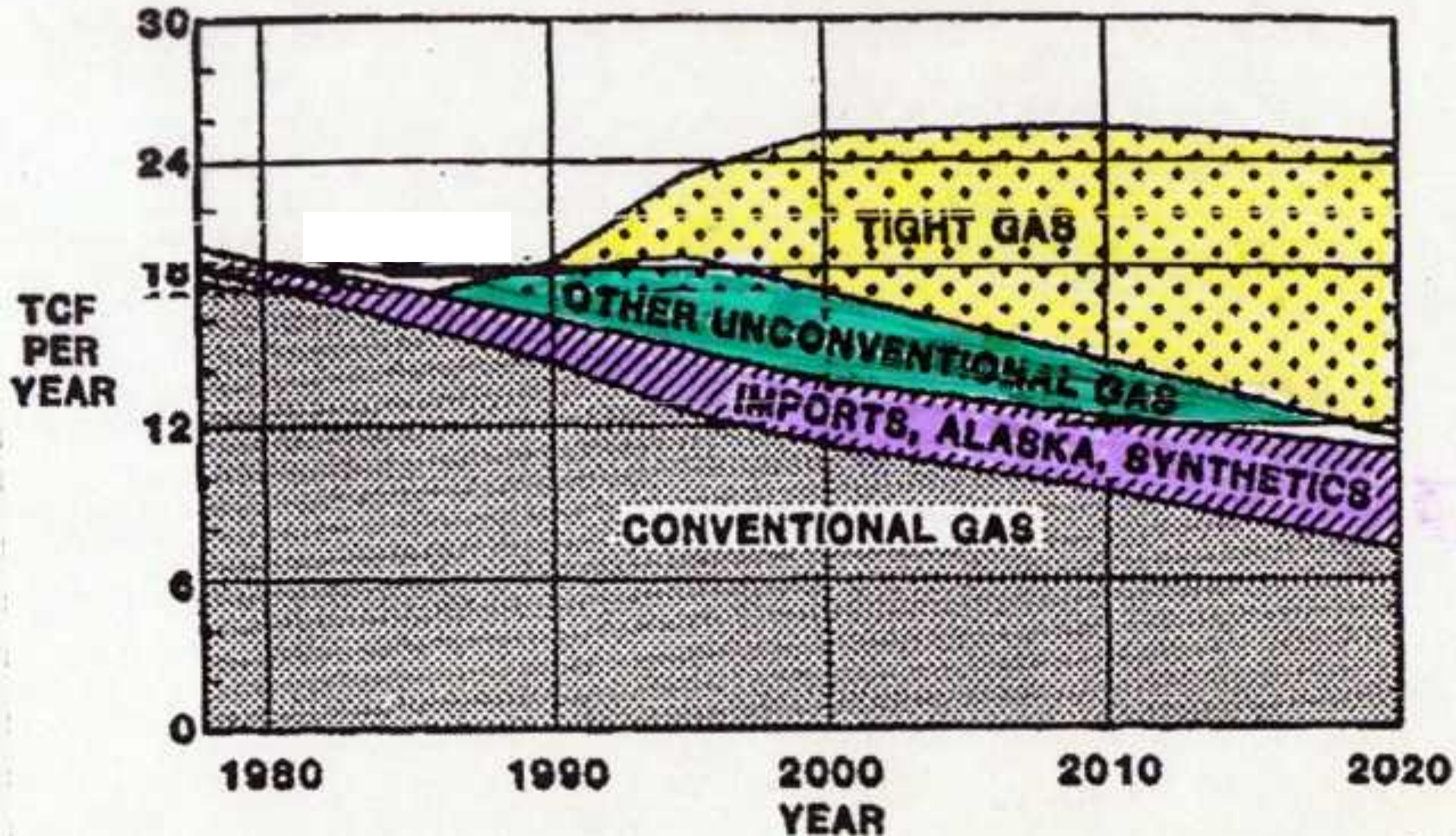
4. Natural Gas Domestic Rig Count Drops to Six-Year Low

from *NGI's Daily Gas Price Index* Apr 20, 2009

Low natural gas prices and the depressed global economy continued to pressure U.S. natural gas producers to rein in operations, according to a recent report from Baker Hughes, which showed that the number of rigs actively searching for gas within the United States during the week ending April 17 dropped by 30 to 760, a level of activity not seen in more than six years. ([more](#))

Tight Sand Gas: el desarrollo es nuevo en la industria

USA Future Gas Production



8.- Reservas de gas y su vinculación con los precios. Comentarios sobre la Resolución 24/2008 – Programa Gas Plus

Resolucion 24/2008 Programa Gas Plus

El gas natural producido bajo el programa GAS PLUS no será considerado como parte de los Volúmenes del ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011, según las definiciones adoptadas en el Artículo 2º de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 599, de fecha 13 de junio de 2007, y cuyo valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio previstas en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011.

¿Que gas se incluye dentro del programa?

1.- Tight Gas

.....una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, mientras provenga del **desarrollo de yacimientos caracterizados como de "Tight Gas"**, a los cuales se los define como "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...

2.- 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, a plena satisfacción de la SECRETARIA DE ENERGIA, permitan la permanente auditoría de la evolución de la producción de una y otra formación productiva de gas....**

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 GAS PLUS.

....Deberá suministrarse una certificación que permita acreditar ante esta SECRETARIA DE ENERGIA, 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 a esta SECRETARIA DE ENERGIA.....

El precio de su 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.

La negociación de precios es entre privados...

Pero, como hemos visto, el caso de Tight gas es un caso especial, por la ingente inversión en tecnología y producción para sacarlo a superficie.

4. Condiciones de comercialización y transferencia de los derechos del GAS PLUS

El gas natural que sea comercializado bajo la modalidad GAS PLUS sólo podrá tener como destino el Mercado Interno.

El precio de su 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.

Es fundamental que el Precio se referencie a un valor **“fijo”** y sea reconocido ese **precio.**

Específicamente por las características del Tight Gas. Porque:

- a) Los reservoristas de las Operadoras no avalarán un pronóstico de producción en firme debido a las incertidumbres (del yacimiento en relación con los precios), ni tampoco los auditores.
- b) Los Compradores del Gas no cerrarán contratos a precios altos ni a plazos largos (4-5 años) por el no compromiso de entrega.

3. Información especial que deberá consignarse al presentar la solicitud de caracterización de un gas bajo el programa GAS PLUS:

a) Estimación de reservas de gas natural para el reservorio que se estará afectando al programa GAS PLUS.

b) Estimación de la evolución de la producción diaria, hasta el agotamiento de las reservas afectadas al programa y hasta el fin de la concesión, en caso de estimarse que ello sucederá en forma previa.

c) 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 GAS PLUS.

d) Deberá suministrarse una certificación que permita acreditar ante esta SECRETARIA DE ENERGIA, 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 a esta SECRETARIA DE ENERGIA, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución N° 324/2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Audidores del Listado de la SE:

- Certifican Reservas y Proyecciones
- Definición para Área de donde están los intervalos Tight Sand

Precio Referencia firme:

Ej: 90%* Precio de Importación a Bolivia
(Ver información a presentar)

3. Información especial que deberá consignarse al presentar la solicitud de caracterización de un gas bajo el programa GAS PLUS:

a) Estimación de reservas de gas natural para el reservorio que se estará afectando al programa GAS PLUS.

b) Estimación de la evolución de la producción diaria, hasta el agotamiento de las reservas afectadas al programa y hasta el fin de la concesión, en caso de estimarse que ello sucederá en forma previa.

c) 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 GAS PLUS.

d) Deberá suministrarse una certificación que permita acreditar ante esta SECRETARIA DE ENERGIA, 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 a esta SECRETARIA DE ENERGIA, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución N° 324/2006 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Audidores del Listado de la SEE
Certifican reservas y proyecciones

Precio Referencia El precio de referencia debe ser una fracción del precio de gas de Bolivia para cada momento, cambiando en el tiempo como cambia éste. Deberá ser comprado y asignado de la misma forma que se hace con el gas de Bolivia

GAS - Tight Sands

Información a presentar por las empresas

- 1- Mapa Volumétrico, distribución areal y en profundidad.*
 - 2- Caracterización Petrofísica de los reservorios.*
 - 3- Historia de Producción de otros pozos de similares características en la zona.*
 - 4- Informes de estimulaciones realizadas en reservorios similares.*
 - 5- Pronóstico de Inversiones y Producciones necesarios para movilizar esos recursos.*
 - 6- Explicación de como se controlará la Producción de Gas*
- Todo esto deberá ser Auditado por los auditores externos de la Secretaria de Energia y de las Provincias***

6- Explicación de cómo se controlaría la Producción de Gas

(punto importante para los Organismos de Control)

1- Se definirá para cada área las zonas de Tight Sand. Esto lo certificará un auditor independiente y la autoridad de aplicación.

Por Ej: para el área yy, yacimiento zz, la formación xx profundidad bajo el nivel del mar 2200 a 2500 m.

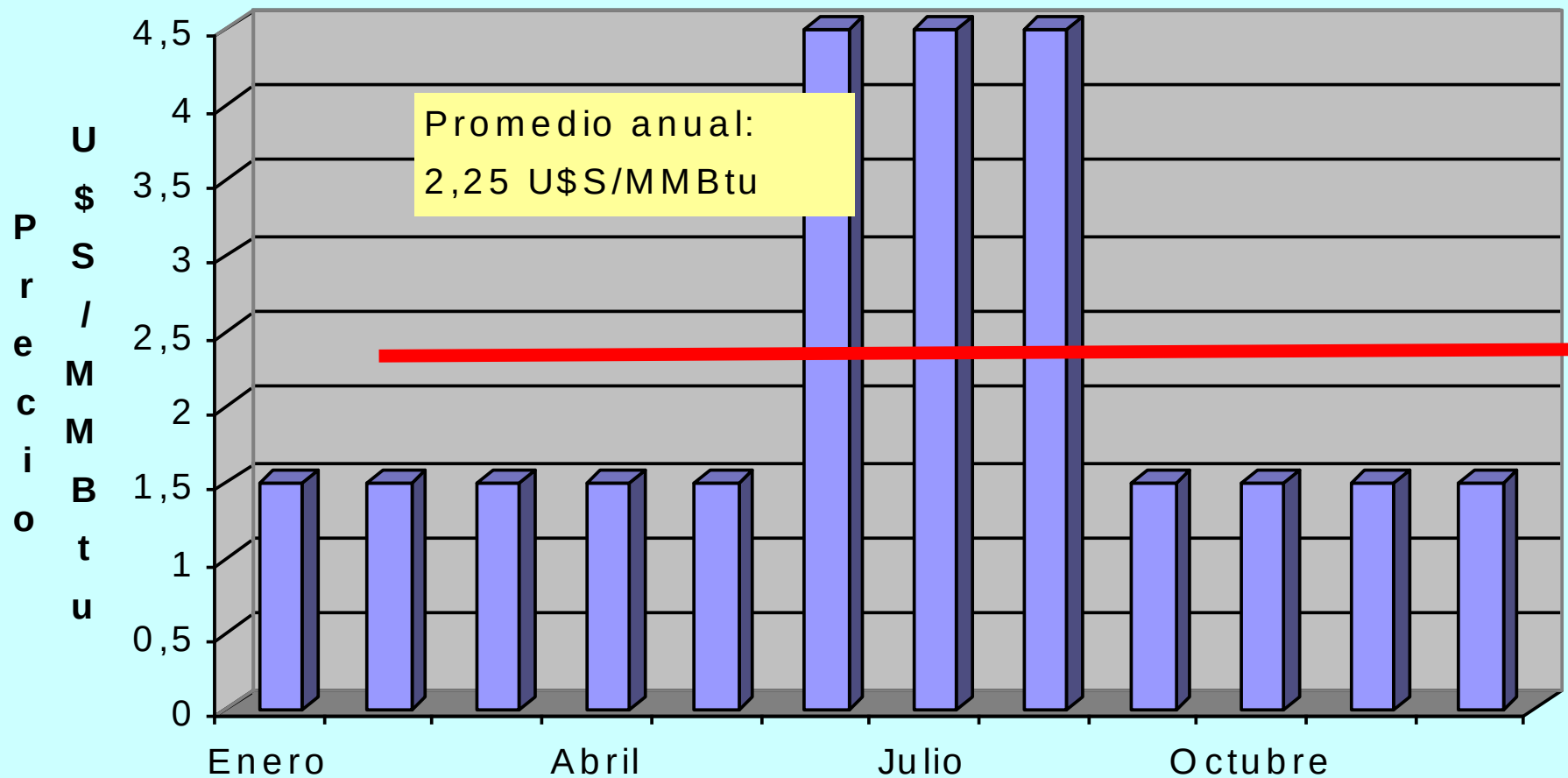
2- Cada compañía operadora determinará como medirá y controlará la nueva producción proveniente de estos pozos de Tight Gas. Esto lo aprobará el auditor independiente y el organismo de control.

3- Casos particulares de control: serán presentados por las Operadoras y aprobados por el auditor independiente y la autoridad de aplicación.
Ejemplo: Pozo productor que produzca también de otras formaciones que no sean de Tight Gas, se efectuarán flowmeters de acuerdo a un criterio fijado con los organismos de control.

Propuestas adicionales para el mejor conocimiento del Tight gas del país

- 1- La Secretaria y Operadoras contratan un estudio integrado donde una o varias Consultoras Independientes prepararán un informe de todos los Recursos conocidos de Tight Gas en el país. El objetivo adicional de dicho estudio será homogenizar los diferentes criterios.
- 2- La Secretaria y las Compañías Operadoras contratan un estudio de Precios de Gas para avalar la conveniencia de los Precios de referencia para el Tight Gas.
- 3- La próxima Auditoria de Reservas contabilizará en Recursos de Gas los valores de reservas a movilizar considerando un precio de venta del gas del 90%* del precio gas que se Compra a Bolivia.

Precio de Tight Gas (con Gas Plus actual) (caso tipo)



Este es un caso ideal. No sirve. No repaga los proyectos...

9.- TIGHT GAS Y SU VALOR SOCIAL

La producción del gas de tight sands podría convertirse en la solución a la demanda de gas de corto y mediano plazo para nuestro país.

Pero además de los valores económicos, 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 tiene un VALOR concreto para la Sociedad. No son solo regalías o tarifas.

No es lo mismo producir un m3 de petróleo o gas, que importarlo. (Daniel Kokogian- Petroandina

Y el sistema científico nacional, universidades, centros de Conicet, ¿qué deben hacer?

- Relacionarse con empresas y colaborar en el desarrollo de proyectos.
- Provisión de datos de laboratorio,
- Desarrollando modelos de simulación,
- Analizando y seleccionando aditivos óptimos
- Equiparse y capacitarse
- Conseguir fondos

LOW PERMEABILITY SANDSTONES

Click on project number for a more detailed description of the project.

ii Ver !!

Active Projects

[Click here](#) to view completed Low Permeability Sandstone projects.

Project Number	Project Name	Primary Performer
DE-FC26-06NT42955	Design and Implementation of Energized Fracture Treatment in Tight Gas Sands	University of Texas-Austin
DE-FC26-05NT42661	Critical Information for Development of Tight Gas Reservoirs in the Appalachian Basin—Unconventional Transfer	West Virginia University Research Corporation
DE-FC26-05NT42660	Analysis of Critical Permeability, Capillary and Electrical Properties for Mesaverde Tight Gas Sandstones from Western U.S. Basins	University of Kansas Center for Research

Algunos de los proyectos financiados en Estados Unidos(http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/Projects/EP_TOC.html#lowperm)

Design and Implementation of Energized Fracture Treatment in Tight Gas Sands

DE-FC26-06NT42955

Goal

The goal of this project is to develop methods and tools that can enable operators to design, optimize, and implement energized fracture treatments in a systematic way. The simulator that will result from this work would significantly expand the use and cost-effectiveness of energized fracs and improve their design and implementation in tight gas sands.

Performer

University of Texas-Austin, Austin, TX

Project Start: October 1, 2006

Project End: September 30, 2009

Total: 1.479.780 U\$S

DOE Contribution: \$694,366

Performer Contribution: \$785,414 (53 percent of total)

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