



TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**TIGHT GAS SANDS: UN CAMINO HACIA LA
SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA**

Autor: Matías Weissel

46015

Director de tesis:
Ing. Juan Rosbaco

2010

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe tiene como principal objetivo analizar la viabilidad económica de desarrollar el recurso de Tight Gas Sands en la Argentina.

Para ello, en primer lugar, se analiza la situación macroeconómica de la Argentina y su proyección de crecimiento. Es así como se correlaciona el crecimiento económico del país con el consumo de combustibles primarios, principalmente el gas natural, el cual abarca casi el 50 % de la matriz energética nacional. También se muestran cuáles son las características principales del gas natural como principal fuente de energía en el país. Por último se estudian las principales fuentes de abastecimiento de gas y los sectores consumidores.

En segundo lugar se presenta al Tight Gas Sands y se lo contextualiza dentro del grupo de lo que se denomina Gas No Convencional. A su vez se hace un breve repaso de la estimación de reservas de recursos no convencionales alrededor del mundo. También se explica el estado de situación de este tipo de recurso en la Argentina. Por otro lado, se detallan sus principales características geológicas y se lo compara con el gas convencional. Otro punto que se destaca en esta sección es la explicación de las tecnologías necesarias para desarrollar el recurso Tight Gas. Por último, se toma un caso de éxito en EEUU y se comparan sus principales características con los datos obtenidos de proyectos pilotos desarrollados en la Argentina.

En la sección siguiente, se realiza un análisis del precio de gas en boca de pozo (PGBP). Para ello se estudia la serie histórica del PGBP y se detallan los principales hitos a nivel regulatorio que determinaron su evolución. Luego se contextualiza el PGBP nacional con el del mercado internacional (Henry Hub). A continuación, se compara al gas de los yacimientos propios, desde la perspectiva del precio, con las alternativas actualmente utilizadas como el GNL regasificado y el gas de Bolivia. Por último se presentan las medidas adoptadas por el Estado nacional para fomentar y mantener el nivel de inversiones y producción. Se hace principal foco en el Programa Gas Plus, se detallan las principales reglamentaciones y el estado de situación de los proyectos aprobados dentro de ese programa de precios diferenciados.

Por otro lado, se plantea un modelo para hallar el precio de equilibrio en un proyecto de Tight Gas. Es decir, se realiza un estudio económico de un proyecto modelo de desarrollo de un yacimiento de Tight Gas en la Argentina. La evaluación económica se realiza a partir de los costos, inversiones, caudales de producción y precios. De esta manera se intentará encontrar el

precio de equilibrio, es decir, encontrar el precio base a partir del cual los proyectos serían económicamente viables. El objetivo es entender el punto en el cual este recurso sea desarrollable y contribuya a la matriz energética nacional, sustituyendo las importaciones de gas actuales. El enfoque de este análisis no se basa en la rentabilidad del proyecto particular, sino lo que se busca es contextualizar las principales variables económicas que son determinantes para el éxito de este tipo de proyectos, con el objetivo de encontrar las más sensibles.

En la última sección, se hace la propuesta concreta de introducir el Tight Gas como una fuente confiable de gas natural para abastecer parte de la demanda. Para ello, se proyecta la demanda de gas en un horizonte de 8 años y se estima la evolución de las fuentes de abastecimiento actuales. De esta manera es como se obtiene una brecha que no podrá ser satisfecha. Para solucionar este problema, se plantea la alternativa de desarrollar el Tight Gas para lo cual se plantean tres escenarios diferentes y se obtienen conclusiones.

EXECUTIVE SUMMARY

The purpose of this report is the analysis of the economic feasibility of developing the Tight Gas Sands resort in Argentina.

For this aim, first, there is an analysis of the macroeconomic situation of Argentina and its projection of growth. It also correlates economic growth with the consumption of primary fuels, mainly natural gas which takes almost 50% of the national energy matrix. In addition to this, the main characteristics of natural gas, as main source of energy in Argentina, are explained. Finally it studies the main sources of gas supply and consuming sectors.

In second place Tight Gas Sands is presented and brought into context within the group of so-called unconventional gas. At the same time provides a brief overview of the estimated reserves of unconventional resources around the world. The state of situation of Tight Gas Sands discoveries in Argentina is described. Moreover, its main geological characteristics are detailed and compared with conventional gas. Another point that stands out in this section is the explanation of the technologies needed to develop the Tight Gas resource. Finally, a successful project in the U.S is analysed and its main characteristics are compared with the results from pilot projects developed in Argentina.

In the next section, the price of gas at the wellhead is analyzed. In this way, the time series of wellhead's price is examined and the main details of the key regulatory milestones that determined its development are explained. Then the national wellhead's price is contextualized within international market (Henry Hub). After that, there is a comparison between wellhead's price and the alternatives currently used as the re-gasified LNG and imported gas from Bolivia. Finally the measures taken by the national government to promote and maintain the level of investment and production are explained. Main focus is made on the Gas Plus program, its main regulations and the state of status of projects approved under this program of differentiated prices.

In the following chapter section, the proposed model to find out the breakeven price in a Tight Gas project is explained. An economic study of a model project to develop a Tight Gas reservoir in Argentina is executed. The economic evaluation is made based on costs, investments, production volumes and prices. In this way, it will try to find out the breakeven price, the cost basis on which projects would be economically viable. The aim is to understand the point at which this resource would be developed and may contribute to the national energy matrix, replacing the current gas imports. The focus of this analysis is not based on the profitability of the particular project, but seeks to contextualize

the main economic variables that determine the success of such projects, with the aim of finding the most sensitive.

In the last section, the concrete proposal to introduce the Tight Gas as a reliable source of natural gas to supply a significant part of the demand is made. For this purpose, the demand for gas over a period of eight years is projected and the evolution of current supply sources is estimated. A gap between the demand and the supply, that can not be satisfied, is found. To solve this problem, the alternative of developing Tight Gas is proposed. In order to study this, three different scenarios are shown and then conclusions made.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mi familia, por su apoyo durante toda mi carrera en el ITBA.

A mi tutor, Ing. Juan Rosbaco por su ayuda, dedicación y consejos en el desarrollo de esta tesis.

TABLA DE CONTENIDOS

CAPÍTULO I: ANÁLISIS MACROECONÓMICO Y SITUACIÓN GASÍFERA	1
I-1. Introducción.....	1
I-2. Análisis del crecimiento de la economía y sus proyecciones	2
I-3. Producción y consumo de energías primarias	4
I-4. Matriz energética y su tendencia	8
I-5. Características destacadas del Gas Natural como principal fuente de energía primaria	13
I-6. Fuentes de abastecimiento de Gas natural (oferta)	17
I-7. Fuentes de Consumo de Gas Natural (demanda).....	28
I-8. Gas natural. Análisis económico. Oferta y demanda.....	31
CAPÍTULO II: TIGHT GAS SANDS.....	41
II-1. Descripción del Tight Gas.....	41
II-2. Características de los Yacimientos “Tight”	50
II-3. Tecnologías necesarias para el desarrollo.....	57
II-4. Características de un caso exitoso en EEUU.....	60
II-5. Descripción de algunos proyectos piloto desarrollados en Argentina.....	62
II-6. Extrapolación de características comunes con las cuencas extranjeras	69
CAPÍTULO III: ANÁLISIS DEL PRECIO DE GAS	71
III-1. Introducción	71
III-2. Precio gas en boca de pozo, evolución.....	72
III-3. Precio gas nacional vs precio internacional	78
III-4. Comparación PGBP con GNL y Gas boliviano	81
III-5. Políticas de precios diferenciados.....	86
III-5. Comentarios finales	92
CAPÍTULO IV: MODELO PARA HALLAR EL PRECIO DE EQUILIBRIO..	93
IV-1. Introducción.....	93
IV-2. Costos e inversiones	94
IV-3. Curva de producción	96
IV-4. Flujo de fondos.....	98
IV-5. Sensibilidades	103
IV-6. Precio de equilibrio.....	104

CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE ESCENARIOS PROYECTADOS PARA EL ABASTECIMIENTO DE GAS	107
V-1. Introducción	107
V-2. Proyección de la demanda de gas	108
V-3. Proyección de las fuentes de abastecimiento	111
V-4. Análisis de escenarios	114
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES FINALES	125
BIBLIOGRAFÍA	131
ANEXOS	135

CAPÍTULO I: ANÁLISIS MACROECONÓMICO Y SITUACIÓN GASÍFERA

I-1. Introducción

La demanda de gas natural en el mundo ha aumentado considerablemente en los últimos años, provocando una profundización de nuevas técnicas de explotación y producción de gas natural. Estas nuevas técnicas de explotación han dado lugar a la extracción de gas natural a partir de áreas gasíferas no convencionales, entre las cuales se encuentran las arenas compactas o Tight Gas Sands. Las características fundamentales de este tipo de yacimiento son bajo caudal inicial y costos mucho mayores a los de los yacimientos convencionales, originados por la necesidad de efectuar grandes fracturas hidráulicas en los pozos.

En la Argentina, durante los últimos 5 años se ha registrado un aumento de la demanda de todo tipo de energías como consecuencia de la reactivación industrial nacional, seguido por un aumento del PBI. Todos estos hechos han saturado la capacidad de cubrir la demanda de gas y otros combustibles. Además, las proyecciones de demanda energética estiman una tendencia creciente. En el caso particular del gas, se ha requerido la importación de GNL y gas de Bolivia con un alto costo que condiciona la política energética nacional.

Es evidente que el crecimiento nacional se apoya en fuentes de energía con escenarios desfavorables, donde algunas fuentes han entrado en etapas de declinación. De no ser revertida esta situación se verá dificultada la posibilidad de concretar un desarrollo sustentable del país.

Este problema plantea la necesidad de evaluar la explotación de reservorios de "Tight Gas" en la matriz energética nacional, lo que permitiría independizarse de las importaciones de gas y abastecer la demanda interna. De esta manera se dispondría de una fuente de recursos energéticos a largo plazo. Sin embargo para que los proyectos de "Tight Gas" sean viables, es necesario disponer de un marco tecnológico desarrollado y de una política de precios diferenciada.

Los yacimientos tipo "Tight Gas" representan el nuevo desafío para las cuencas argentinas. Es por ello que se necesita el desarrollo de tecnologías, tales como la realización de pozos horizontales y fracturaciones hidráulicas, entre otras, las cuales permitirán un mejor desarrollo de estos yacimientos. La producción del gas de reservorios de "Tight Sands" podría convertirse en la solución a la demanda de gas de corto y mediano plazo para nuestro país.

I-2. Análisis del crecimiento de la economía y sus proyecciones

El crecimiento sostenido de una economía tiene diferentes eslabones y de faltar alguno de ellos este desarrollo no será sustentable en el tiempo. Uno de ellos es la energía, la cual funciona como motor de toda la economía, ya que permite el funcionamiento de la capacidad instalada para el desarrollo social y productivo de un país.

La energía, en todas sus formas, es cada vez más un componente esencial y estratégico del crecimiento económico. Por esa razón, los objetivos de una política energética deben estar siempre relacionados con: asegurar a los ciudadanos el abastecimiento sostenible, asegurar el interés de los inversores por agregar capacidad adicional proporcionalmente al crecimiento de la demanda y también impulsar mediante normas, el uso eficiente de la energía y el cuidado del medio ambiente.

La disponibilidad de energía es crucial para lograr un proceso de crecimiento y desarrollo sustentable en el tiempo. El éxito de una política energética es lograr un equilibrio entre el incremento de la demanda y el desarrollo de nuevas fuentes de energía, con el menor impacto en el medio ambiente y al menor costo posible. Lograr este objetivo es quizás uno de los mayores desafíos de las actuales conducciones políticas de nuestro país y del mundo. Para poder administrar y generar políticas energéticas, es necesario disponer de modelos confiables de proyección de la demanda de energía. Por otra parte, se requiere un tiempo de varios años entre la toma de decisiones y la concreción de cualquier plan de abastecimiento de energía.

La variable que mejor describe el crecimiento de cualquier economía es el PBI. Para el caso particular de la Argentina, el PBI ha tenido fluctuaciones en la tasa de crecimiento durante los últimos años, pero más allá de esto la tendencia ha sido positiva. Esto no hubiera sido posible sin recursos energéticos suficientes. Para comprender un poco mejor esta situación, es que se expone el gráfico 2.1.

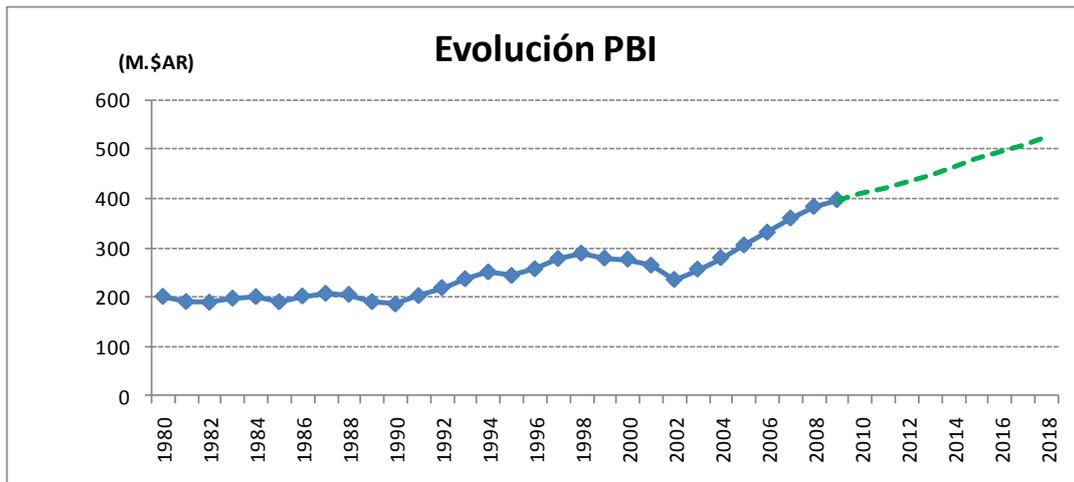


Gráfico 2.1. Evolución del PBI.

Fuente: Cátedra Proyectos de Inversión ITBA, en base a datos del FMI. World Economic Outlook Database, October 2008¹

El gráfico da idea de la tendencia creciente del PBI nacional más allá de tener algunos períodos con marcadas fluctuaciones básicamente debidas a crisis político-económicas. Desde el 2001 hasta la fecha, el PBI ha venido creciendo a diferentes ritmos pero con una tendencia promedio del 4,5%.

Este efecto se ha debido básicamente a la reactivación agro-industrial como consecuencia de la devaluación del peso frente al dólar y el mejor posicionamiento del país. Esto trajo la reactivación de industrias paradas y el trabajo a plena capacidad productiva de otras plantas. Es así como se puede decir que sin la plena disponibilidad de fuentes de energía, este crecimiento no hubiera sido posible.

Ahora mirando hacia el futuro, el país se encuentra en una situación en la cual se debe asegurar el suministro energético para que este crecimiento no sea un mero efecto efímero y pase a ser un desarrollo sustentable en el tiempo. A su vez el gráfico muestra, según proyecciones macroeconómicas del FMI, un crecimiento sostenido para los próximos 8 años. Esta proyección se verá dificultada de alcanzar, si no se disponen de los recursos energéticos necesarios a partir de una política energética nacional.

¹ El FMI publica el PBI con un horizonte de proyección de 5 años, los 5 años siguientes fueron calculados en base a tendencias.

I-3. Producción y consumo de energías primarias

Resulta necesario entender cuáles son las principales fuentes de energía que consume el país para poder proyectar la producción de energía que asegure el crecimiento sostenido. Llamamos fuentes primarias de energía a aquellas que se extraen directamente de la naturaleza, como la leña, el carbón, el petróleo y el gas. También son fuentes primarias aquellas que no se obtienen a partir de otras fuentes, como la nuclear, la hidroeléctrica, la solar y la eólica. Las fuentes secundarias son las que no se extraen directamente de la naturaleza sino que se obtienen a partir de fuentes primarias: la electricidad, el gasoil, el fuel oil, la nafta, el kerosén, el gas licuado, son ejemplos de fuentes secundarias.

El gráfico 3.1 muestra la producción nacional de energía primaria. Aquí se puede destacar al petróleo y al gas como los principales actores.

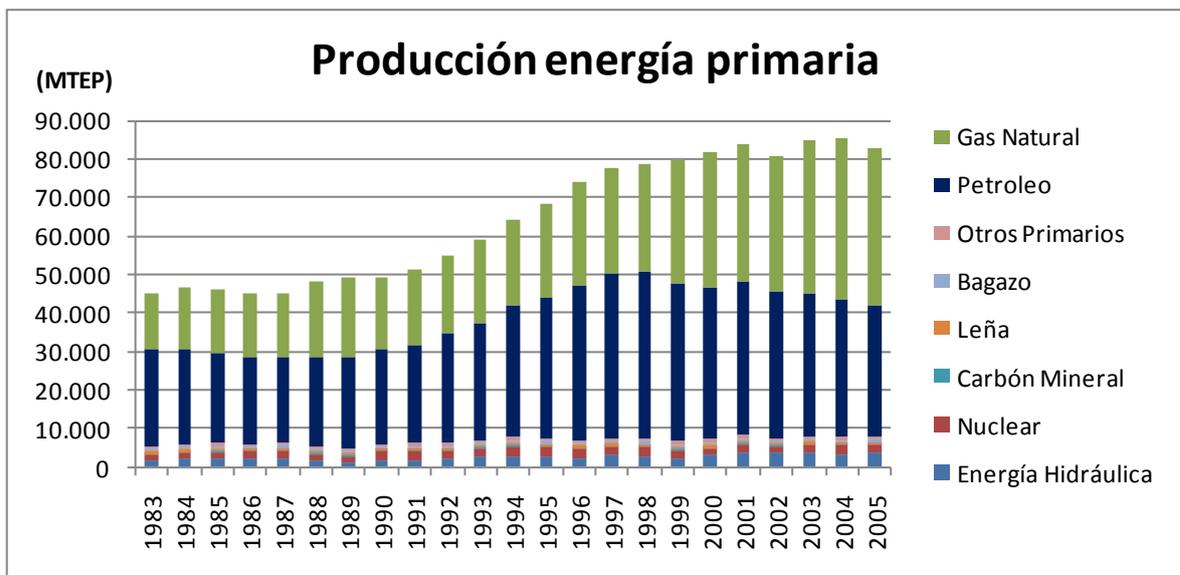


Gráfico 3.1. Producción nacional de energía primaria.

Fuente: SEN. Balance energético nacional. Serie: 1960-2005

MTEP: miles toneladas equivalentes de petróleo

Más allá de la producción nacional de energía primaria es necesario entender cuál es el consumo interno; para ello se presenta el gráfico 3.2 con los saldos de exportación e importación y a fin de poner en evidencia cuál es la composición de tal consumo interno.

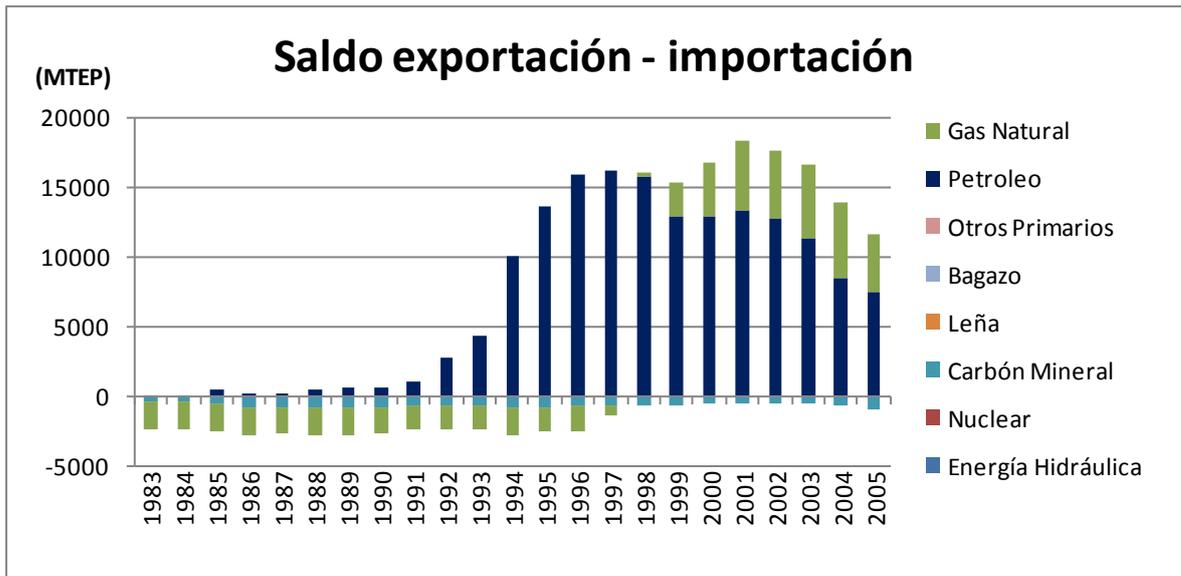


Gráfico 3.2. Saldo exportación – importación de energía primaria.
Fuente: SEN. Balance energético nacional. Serie: 1960-2005

Por último, se expone la oferta interna de energía primaria (producción + importación - exportación), donde se ven nuevamente como protagonistas al petróleo y al gas. Es interesante destacar la tendencia creciente de oferta de gas durante los últimos 10 años.

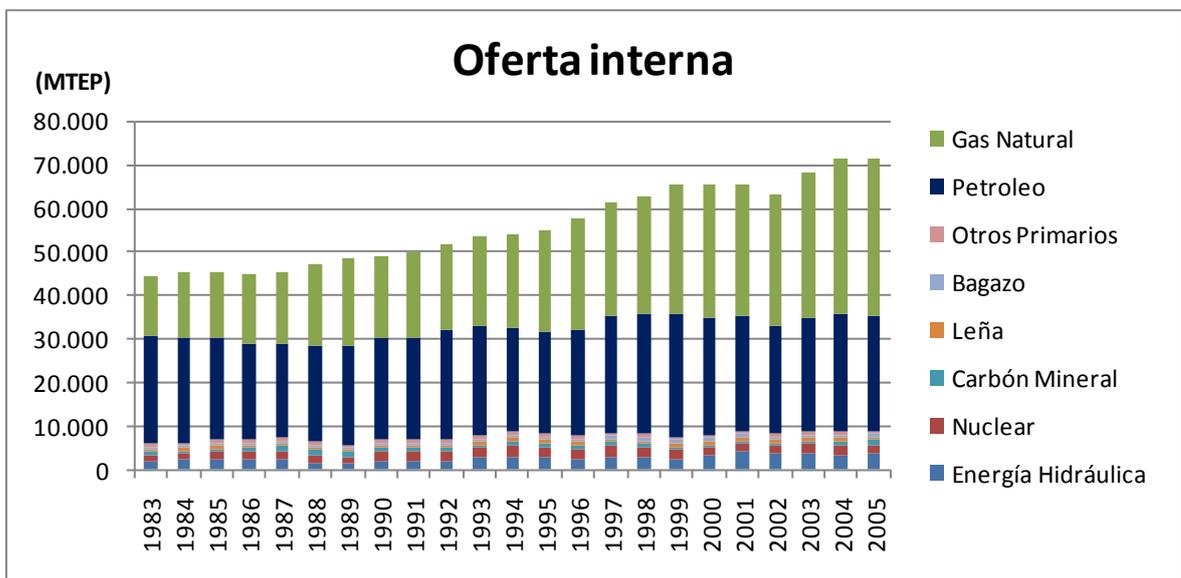


Gráfico 3.3. Oferta interna de energía primaria.
Fuente: SEN. Balance energético nacional. Serie: 1960-2005

En conclusión, estos gráficos dan idea de la tendencia creciente de consumo de fuentes de energía primaria. Un aspecto destacable es el lento reemplazo del petróleo por el gas natural; la razón de este comportamiento tiene diversas causas, que se analizarán más adelante.

Hasta el momento se ha supuesto un crecimiento conjunto del PBI y el consumo de energía primaria. Este comportamiento, sustentado por datos históricos, puede verse en el gráfico 3.4:

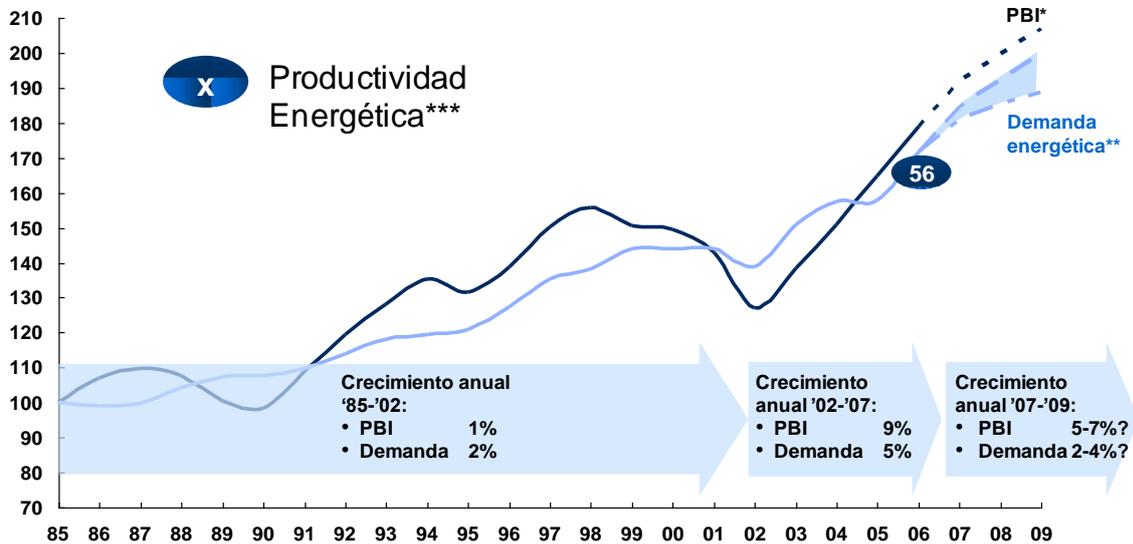


Gráfico 3.4. Demanda energética y PBI.

Fuente: Balance energético nacional, Global Insight

Índice (base 100 = 1985)

* PBI a precios constantes en miles de millones de dólares estadounidenses

** Demanda total interna de fuentes primarias de energía en millones de TEP

*** PBI miles de millones de dólares estadounidenses / Cuatrillones de BTUs (10^{15} BTUs)

Claramente se aprecia que el crecimiento económico ha sido acompañado por un fuerte aumento de la demanda de energía en los últimos años. A su vez se observa una muy buena correlación entre el crecimiento del PBI y el consumo de energías primarias. El análisis estadístico, para la demostración de esta hipótesis, será desarrollado en el capítulo V.

El gráfico 3.4 muestra que las tasas de crecimiento del PBI y de la demanda de energía primaria han aumentado al mismo ritmo a lo largo de los últimos 23 años. Se puede destacar que a partir de la crisis económica sufrida en el año 2001 la tasa de crecimiento ha cambiado drásticamente. Las explicaciones de este fenómeno se encuentran en la devaluación del peso argentino frente al dólar. Este hito económico le ha devuelto nuevamente al país la competitividad internacional que alguna vez había tenido. Con este nuevo panorama, los productos nacionales pudieron posicionarse en el mercado internacional. Es así como se empezó a producir a plena capacidad instalada, generando una altísima demanda energética.

En el sector agroindustrial se produjo un fenómeno de las mismas características, y esto sumado a la alza de precios de productos estrella, como la soja, reactivó la demanda de energía.

Este aumento de demanda energética junto al crecimiento del PBI no tiene precedentes en la historia nacional y se puede valorar si se compara las tasas argentinas con las de otros países:

Crecimiento del PBI real (2003-6), % anual

Crecimiento estimado del PBI argentino por sector 2003-6 real, % del total

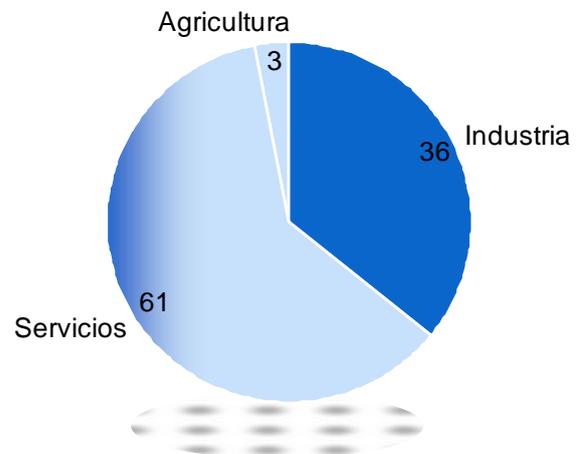
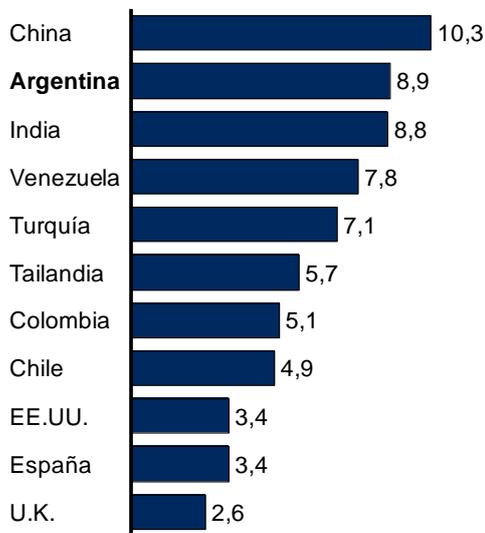


Gráfico 3.5. Crecimiento del PBI por país.

Fuente: Banco Mundial, INDEC

El crecimiento económico se produce en sectores con alta intensidad energética como lo son los servicios y la industria con un 97% de participación en el crecimiento del PBI nacional. Este crecimiento no puede ser sostenible sin fuentes de energía primaria suficientes.

I-4. Matriz energética y su tendencia

Ahora cabe estudiar cuáles fuentes de energía primaria son las de mayor consumo en la Argentina. Para ello se debe analizar la matriz energética nacional y ver sus recursos de energía primaria. A tal efecto, se ha tomado como referencia el año 2007.

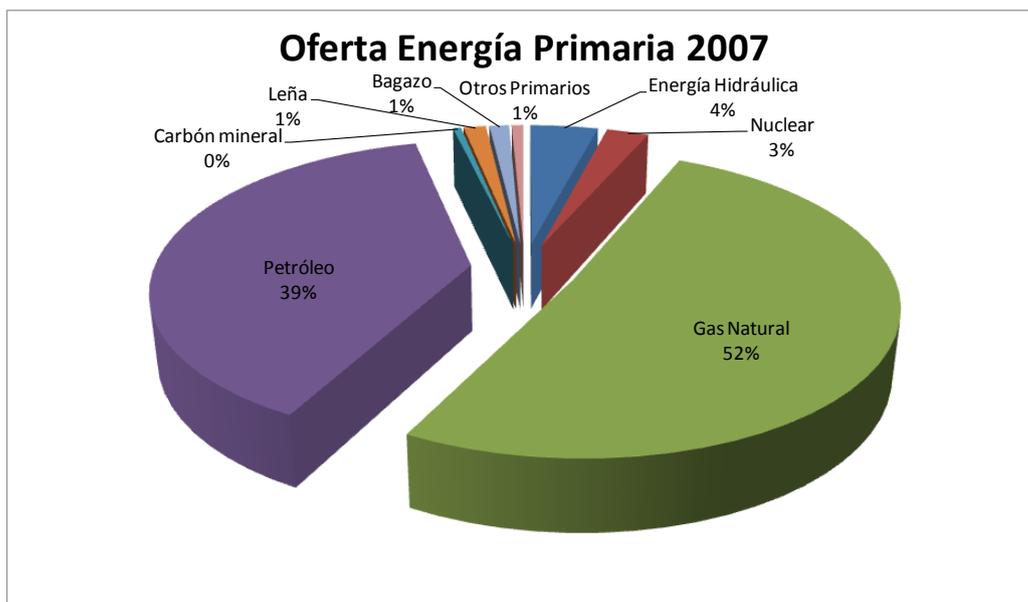


Gráfico 4.1. Matriz energética nacional 2007.
Fuente: SEN

El gráfico muestra la importancia del gas y el petróleo en la matriz energética nacional. La oferta de ambos es del 91% del total de fuentes de energía primaria. El cuadro ha sido elaborado sobre una oferta total de 85.953 MMTEP (millones de toneladas equivalentes de petróleo). Otro punto destacable es la gran proporción del Gas con un 52%. Este porcentaje de participación viene aumentando año a año, como se puede observar claramente en el gráfico 4.1.

La oferta interna de energía primaria de Argentina en 2007 fue de 81,3 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP), registrando un incremento del 6,5% respecto al año anterior, según la Secretaría de Energía de la Nación. El 52% de la matriz por fuentes de energía primaria corresponde al gas natural, 39% al petróleo, 0,5% al carbón mineral, 3% a la energía nuclear, 4% a la hidroenergía y el 1,5% restante a otras formas de energía.

Se observa, pues, una alta dependencia hidrocarburífera que anda entorno al 90% (petróleo, gas natural y carbón mineral), y una pequeña participación

de las fuentes de energía alternativas y renovables (a diferencia de Brasil, donde participan con el 47% de la oferta interna de energía primaria).

Cabe destacar que no sólo se mantuvo la dependencia gasífera desde el año 2003, dado que no hubo serios esfuerzos por parte de la Secretaría de Energía de la Nación en desarrollar y expandir la capacidad instalada de fuentes de energía alternativa y renovable, sino que se profundizó la dependencia. Hay que entender que nunca se intentó diversificar la matriz energética ya que en la década del noventa el gas resultaba ser una fuente de energía muy conveniente por costos e instalaciones. En efecto, la participación del gas natural en la Oferta Interna de Energía Primaria pasó de 33,6 millones de TEP en 2003 a 42,3 millones de TEP en 2007; es decir, se incrementó un 26% en apenas 4 años.

Esta profundización de la dependencia hidrocarburífera de la economía nacional se debe principalmente a las siguientes tres causas fundamentales:

- Débil inversión para incrementar significativamente la potencia instalada de las centrales eléctricas alternativas a las de generación térmica (nucleares e hidráulicas), con el fin de diversificar el riesgo de suministro eléctrico.
- Irracional aumento de la potencia instalada correspondiente a equipos de generación térmica que consumen principalmente gas natural y en menor medida fuel oil, gas oil y carbón mineral.
- Nula diversificación del suministro de energía para el sistema nacional de transporte, lo cual profundizó la demanda de gas oil en desmedro del sector agropecuario.

En síntesis, la alta dependencia hidrocarburífera denota una connotación muy grave cuando se analiza el coeficiente reservas/extracción de estos recursos estratégicos y naturales no renovables. A fines de 2007 el remanente de reservas comprobadas de petróleo y de gas natural cubría un horizonte de apenas 8 y 7 años, respectivamente, al nivel de extracción de 2007.

El error a nivel estratégico no fue hacer depender la matriz energética del gas, sino, no dirigir las decisiones tácticas a esa meta estratégica antes fijada. Es decir, si el Estado Nacional se ha inclinado por tener una dependencia estratégica del gas natural, las medidas a nivel regulatorio y precios deben ajustarse a esa visión estratégica. De este modo, el aumento de reservas y la producción del gas podrán permitir el crecimiento

económico. El gráfico 4.2 muestra la tendencia creciente de consumo de gas natural:

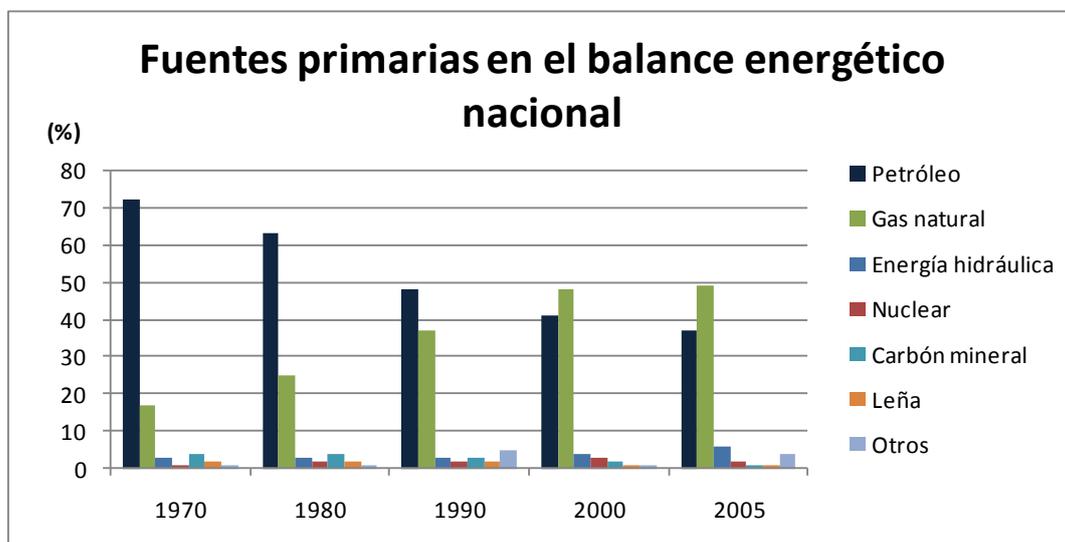


Gráfico 4.2. Producción de fuentes primarias de energía.

Fuente: SEN

En los últimos 35 años, el petróleo y el gas natural representaron casi el 90% de la energía primaria del país. Del análisis del gráfico 4.2 se demuestra el claro avance del gas sobre el petróleo. El reemplazo del petróleo por el gas natural no es una simple coincidencia sino se debe a numerosas razones que se detallarán más adelante.

Una vez demostrado que el Gas natural es la principal fuente de energía primaria del país y que el crecimiento del PBI se sustenta sólo con fuentes de energía abundantes, resulta necesario proyectar cuál debería ser el abastecimiento energético durante los próximos años, para poder continuar con el crecimiento actual. Y habida cuenta de que se ha alcanzado el mayor PBI de la historia del país, para sostener dicho crecimiento, se necesita de fuentes de gas confiables ya que la mitad de energía primaria que se consume es gas natural.

Más allá de haberse analizado que el gas es un elemento clave de la política energética, resulta importante entender de qué manera se comporta la oferta respecto a la demanda del gas natural. Como el gas es la principal fuente de energía primaria, se analiza el comportamiento de las fuentes primarias en su totalidad y se toma como supuesto que se respeta el mismo comportamiento para el gas natural.

Para poder analizar dicha evolución se presenta el gráfico 4.3, donde se expone la evolución histórica de demanda de energía primaria y la producción neta de energía.

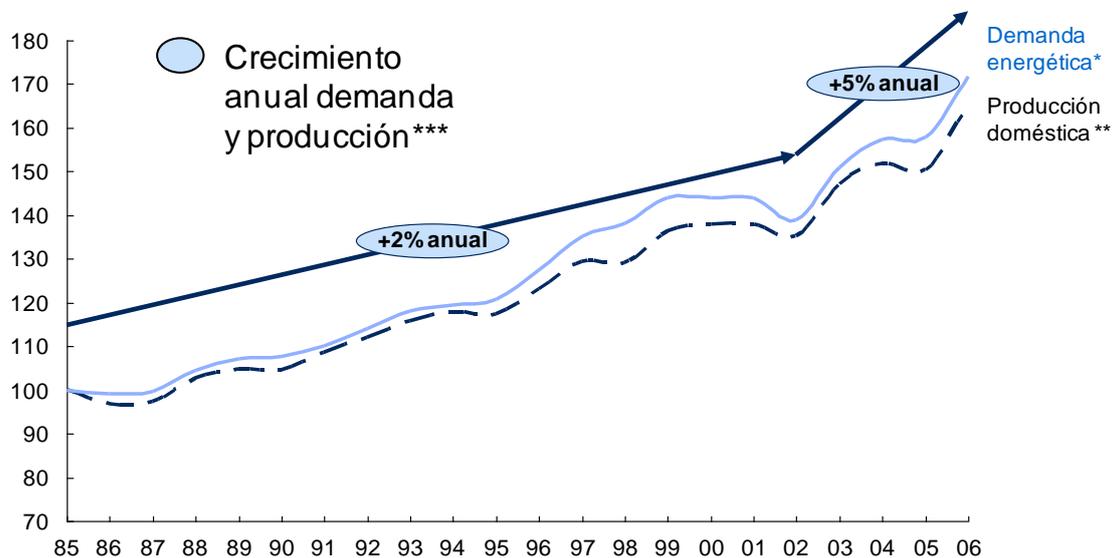


Gráfico 4.3. Demanda energética y producción nacional.

Fuente: Balance energético nacional, Global Insight

Índice (base 100 = 1985)

* Demanda total interna de fuentes primarias de energía en millones de TEP

** Producción neta de exportaciones (excluye importaciones)

*** Tasas de crecimiento de ambas curvas son muy similares

En el gráfico 4.2 se observa que históricamente la oferta de energía ha crecido con la demanda, es decir el mercado energético ha ido adecuando sus inversiones a los movimientos de la demanda. Esto se podría calificar como una estrategia reactiva y demuestra la carencia de un plan energético, ya que en lugar de realizarse inversiones con previsión, se están haciendo esfuerzos de adecuación para poder satisfacer la demanda a cualquier costo.

Los plazos para hacer factible cada incremento de oferta de todas las formas de energía son muy extensos y las inversiones muy elevadas. Por esa razón, las naciones y las empresas suelen trabajar en forma coordinada para hacer Planeamiento Energético a largo plazo con los siguientes propósitos:

- ✓ anticiparse y poder resolver complejos problemas técnicos
- ✓ establecer las regulaciones necesarias para mantener una oferta suficiente y competitiva

- ✓ dar seguridad y estabilidad jurídica a los inversores
- ✓ mitigar las consecuencias de posibles contingencias de corto plazo
- ✓ además será factible mantener el suministro de las distintas formas de energía en condiciones sustentables en el largo plazo, en un mundo donde la competitividad internacional está cada vez más relacionada con la seguridad, el bajo precio y la calidad del suministro de todas las formas de energía.

Todas estas medidas posibilitarán el autoabastecimiento de energía primaria, si las condiciones energéticas del país en cuestión resultan favorables

Resulta claro que la reacción tiene un período de demora, al tratarse de proyectos de infraestructura. Esta característica reactiva se puede apreciar claramente en el gráfico 4.3 donde se observa que el mercado oferente nunca alcanza a cubrir la demanda en su totalidad y adecua el abastecimiento con aproximadamente un año de demora. Esto genera la necesidad de tener que recurrir a fuentes de abastecimiento externas, es decir importar energía.

Esta característica reactiva se origina básicamente en razón de existir un contexto incierto para el desarrollo de inversiones en la industria del petróleo y del gas, debido a que los precios en boca de pozo son muy inferiores respecto a los valores internacionales. Lógicamente esto trae como consecuencia un escenario incierto y poco apropiado para asegurar la rentabilidad de inversiones que tienen grandes períodos de repago.

I-5. Características destacadas del Gas Natural como principal fuente de energía primaria

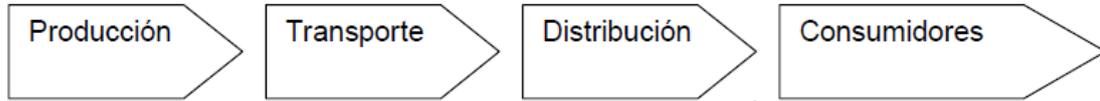
El gas natural es una mezcla de gases (hidrocarburos gaseosos y gases no hidrocarbonados) que se han formado naturalmente, y que se encuentran en formaciones rocosas formando los llamados “yacimientos”. Puede encontrarse solo (yacimiento gasífero) o asociado con Petróleo (yacimiento petrolífero). En condiciones de yacimiento puede encontrarse en forma gaseosa ó líquida, pero en condiciones atmosféricas siempre es un gas. A nivel de yacimiento tiene las siguientes particularidades: es incoloro, insípido, inodoro, tóxico (dependiendo de su composición), asfixiante simple y depresor del sistema nervioso central.

El principal componente es el hidrocarburo METANO. Los hidrocarburos son sustancias que se han formado naturalmente por la asociación de carbono e hidrógeno. Su origen, según la teoría más aceptada, es el resultado de la descomposición, en un ambiente reductor, de enormes cantidades de sustancias orgánicas (restos fósiles y plantas) que migraron y fueron atrapadas en máximos relativos de las cuencas sedimentarias. La materia orgánica depositada se encontraba sometida a elevadas presiones y altas temperaturas durante largo tiempo.

En otras palabras, el gas natural se formó hace millones de años, cuando una serie de organismos tales como animales y plantas, quedaron sepultados junto con lodo y arcilla, en lo más profundo de antiguos lagos y océanos. En la medida que se acumulaba lodo, arcilla y sedimento, se fueron formando capas de roca madre. La presión y la temperatura existente en la roca transformaron lentamente el material orgánico en petróleo crudo y en gas natural. Por su parte, la presión causada por los estratos suprayacentes, provocó la expulsión del petróleo, el que al ser menos denso que el agua, migró hacia arriba hasta acumularse en una trampa (máximo relativo con una roca sello en la parte superior).

La composición del gas natural varía de yacimiento en yacimiento. El mismo está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente superan el 90 o 95%, y suele contener otros gases como nitrógeno, etano, CO₂, H₂S, o restos de butano, propano y superiores.

Para comprender un poco mejor el proceso una vez descubierto el yacimiento gasífero y desarrollado el mismo, perforación de los pozos y



construcción de las instalaciones de superficie, se sintetizan las distintas etapas:

Al comparar el gas natural con el resto de las energías primarias, encontramos numerosas características que lo hacen un bien energético privilegiado. Es así que vamos a estudiar los siguientes puntos:

- ✓ Capacidad de transporte desarrollada en el país
- ✓ Fuente de energía para la generación eléctrica
- ✓ “Energía limpia”

✓ Capacidad de transporte desarrollada en el país

Una de las principales ventajas del gas natural, es su capacidad de transporte, la cual se realiza por medio de gasoductos desde los yacimientos hasta los centros de consumo. En la Argentina existen empresas dedicadas exclusivamente a esta actividad, las cuales le entregan el gas natural a las empresas distribuidoras y comercializadoras del gas en los puntos de consumo.

La red de gasoductos en la República Argentina se encuentra correctamente diversificada y diseñada para poder cumplir con los picos en la demanda.

Las empresas encargadas del transporte son TGS y TGN.

El siguiente mapa muestra los principales gasoductos troncales para el transporte del gas natural desde los yacimientos a los centros de consumo.

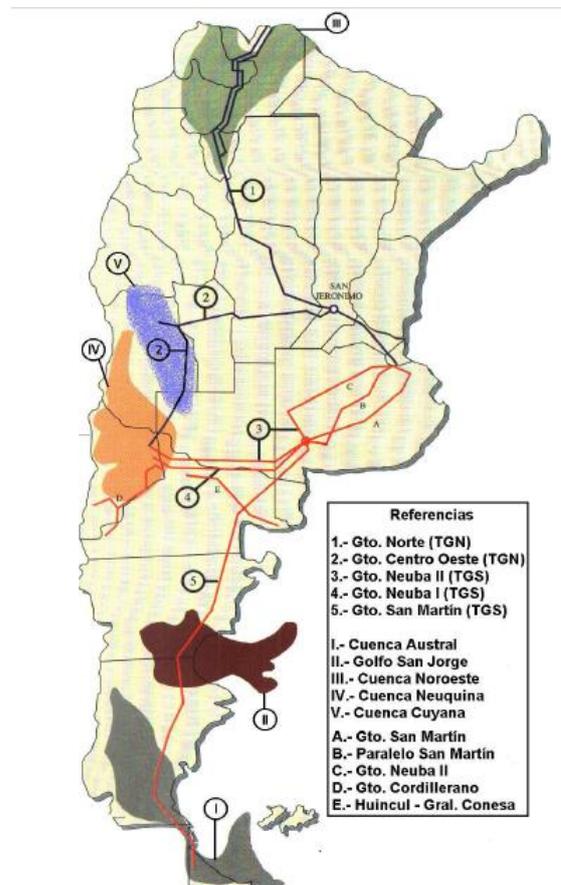


Gráfico 5.1. Red de gasoductos.

Fuente: TGS y TGN

✓ Fuente de energía para la generación eléctrica

Las usinas térmicas para la generación eléctrica pueden alimentar sus calderas con diferentes combustibles, que ofrecen una gama de rendimientos y precios diferentes. En esta sección se analizará como se encuentra posicionado el gas natural respecto al resto de los otros combustibles. Antes de comenzar con el análisis, resulta necesario destacar que gran parte de las usinas han sido diseñadas para funcionar a ciclo combinado, lo que permite utilizar gas natural u otro combustible líquido, como fuel oil o gas oil. Si se utilizan estos últimos, la vida útil de las turbinas se ve perjudicada, ya que se hace recircular los gases de combustión y estos contienen elementos que pueden dañar componentes de las instalaciones.

Más allá de esta consideración de índole técnica, el análisis se centrará en los aspectos económicos más relevantes. El estudio se basó en datos reales del período 2007/2008; estos valores nos permitirán comprender cómo se encuentran posicionados actualmente los diferentes combustibles.

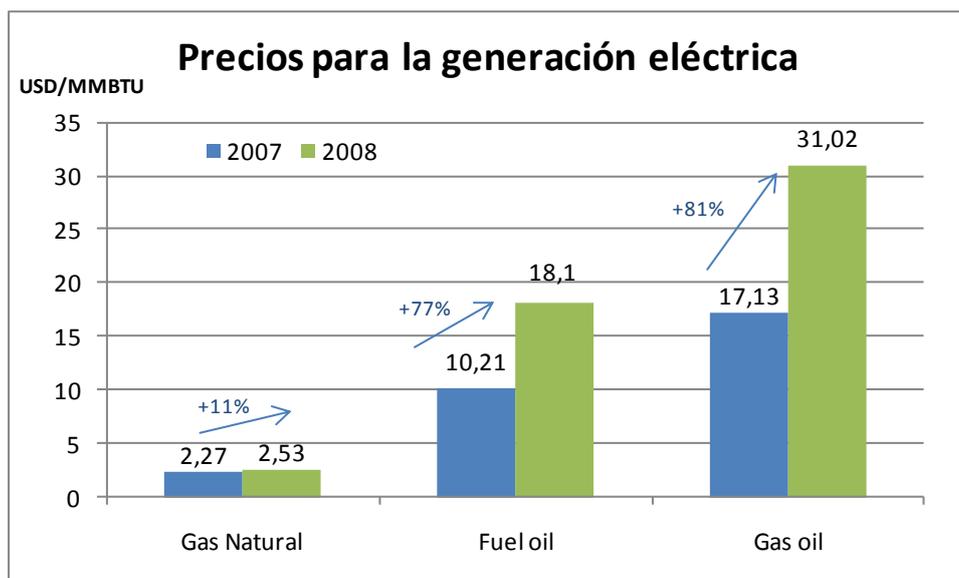


Gráfico 5.2. Precios de combustibles para la generación de energía eléctrica.

Fuente: CAMMESA, Período trimestral (Agosto – Octubre; 2007/2008)

A partir del gráfico 5.1 queda claramente establecido que más allá de una cuestión técnica, el precio del gas natural justificaría el uso de este combustible para la generación de energía eléctrica. Sin embargo hoy en día se consumen cada vez más combustibles líquidos para la generación eléctrica como lo son el gas oil y el fuel oil. Esto se está dando de esta forma porque se regula la distribución del gas y se priorizan otros consumos, debido a que año a año la producción de gas natural está declinando.

✓ **“Energía limpia”**

El gas natural emite en su combustión entre 25% y 30% menos de dióxido de carbono (CO₂) por unidad de energía producida que los productos derivados del petróleo, y entre 40% a 50% menos que el carbón. Se atribuye al CO₂ el 65% de la influencia de la actividad humana en el efecto invernadero, al metano (CH₄) el 19%, a los clorofluorocarbonos (CFC) el 10% y al óxido nitroso (N₂O) el restante 6% de dicha influencia.

Las emisiones de metano derivadas del uso del gas natural proceden principalmente de operaciones y fugas en la extracción, el transporte y la distribución. No obstante, la industria del gas natural es responsable solamente de 11% del total de emisiones de origen humano de metano a la atmósfera, cifra que cada año se va reduciendo por las medidas que han adoptado las empresas, como renovación de tuberías antiguas, recuperación de venteos de gas, emisiones a la atmósfera realizadas bajo control, etc.

Es preciso destacar que las ventajas del gas natural en relación con el efecto invernadero, derivadas de su menor emisión de CO₂ en la combustión, son muy superiores a los inconvenientes que originan estas pequeñas pérdidas de metano.

En cuanto a las emisiones de dióxido de azufre (SO₂), el factor de emisión del gas natural es 600 veces menor que el del fueloil y 70 veces menor que el del gasoil. Las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) que producen la acidificación de la atmósfera, las lluvias ácidas y la destrucción de la capa de ozono, se reducen notablemente con la combustión del gas natural respecto a la de otros combustibles fósiles. Finalmente, las emisiones de otros contaminantes, como compuestos orgánico-volátiles (COV), humos y partículas, son también muy inferiores en el caso del gas natural.

I-6. Fuentes de abastecimiento de Gas natural (oferta)

En esta sección se analizarán cuáles son las fuentes de abastecimiento actuales de gas natural que existen para suplir la demanda. Aquí se explicarán los aspectos operativos y las características más relevantes. Todo lo relacionado a costos y precios de cada una de las fuentes, será detalladamente estudiado en el capítulo III.

La Argentina, durante los últimos cuatro años, ha aumentado el abanico de fuentes de gas natural para poder abastecer la demanda, debido al declino en el nivel de producción de yacimientos propios. Lo habitual fue escoger alternativas económicamente desfavorables pero útiles para resolver el problema en el corto plazo. Las fuentes de gas natural son las siguientes:

- ✓ Producción de yacimientos propios.
- ✓ Importación de Bolivia.
- ✓ Importación de GNL regasificado.

➤ **Producción de yacimientos propios**

Actualmente en Argentina existen cinco Cuencas productoras de hidrocarburos:

- Noroeste
- Cuyana
- Neuquina
- Golfo de San Jorge
- Austral

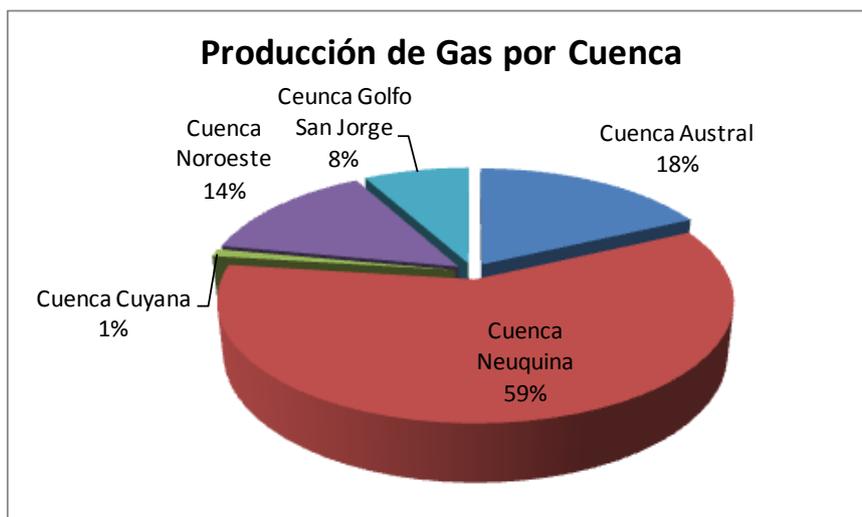


Gráfico 6.1. Producción de gas por cuenca.

Fuente: "Análisis del abastecimiento de gas natural". Año 2005. Maestría en energía. UNC (MMm³: millones de metros cúbicos)

La cuenca Neuquina es la que tiene la mayor producción gasífera, debido principalmente a que en ella se sitúa el Yacimiento Loma La Lata.

Loma La Lata es el yacimiento que concentra las mayores reservas en el país. Su descubrimiento en 1977 cambió para siempre la matriz energética argentina que, a partir de ese momento, privilegió al gas para el desarrollo de la industria nacional.

Luego del descubrimiento de Loma de la Lata, se pensó que nuevos yacimientos, similares en tamaño, condiciones y magnitud, serían hallados a la brevedad y que la producción de estas nuevas áreas bastaría para hacer frente a la mayor demanda, sin considerar el carácter incierto que supone la exploración hidrocarburífera y los tiempos para poner en producción un nuevo yacimiento.

A la par, la desregulación del sector dejó exclusivamente en manos de las empresas privadas la política exploratoria, sin ningún tipo de regulación o control. Atendiendo a la lógica del sector empresarial y sin demasiados incentivos en cuanto a precios y política impositiva, en la mayoría de los casos las operadoras decidieron explotar los bloques concesionados y dedicar pocos esfuerzos a la exploración.

Al igual que el Yacimiento Loma La Lata, en el resto de los yacimientos argentinos se está produciendo una marcada caída de las reservas. En este sentido, es necesario aclarar que de no incorporar mayor cantidad de reservas de gas, la sustentabilidad energética se verá amenazada. Es decir, sin una política exploratoria, en la cual existan inversiones por parte de las operadoras, será difícil mantener la participación del gas en la matriz energética nacional.

Es importante analizar la evolución de las reservas argentinas de gas en las áreas gasíferas más importante. A tal fin se presenta el gráfico 6.2, donde se muestra la evolución de las reservas probadas:

El siguiente gráfico muestra la caída en las reservas de gas en la mayoría de los bloques, excepto en Cerro Dragón de PAE el cual ha tenido recientes descubrimientos.

Reservas probadas de Gas natural

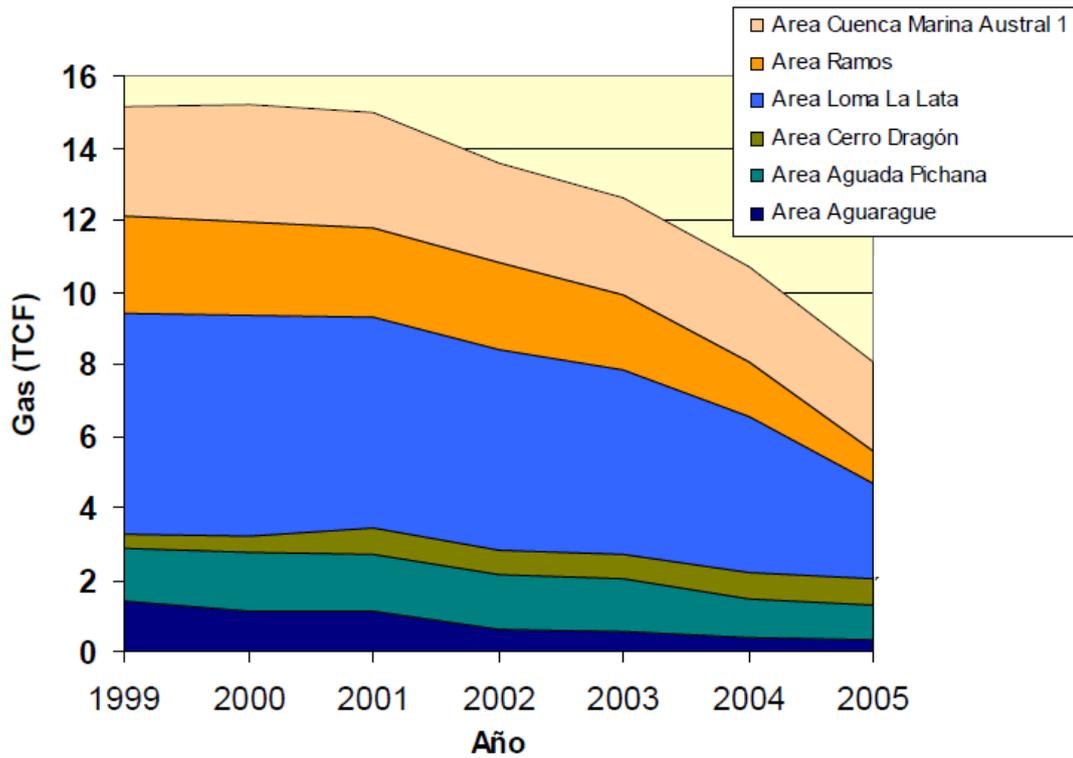


Gráfico 6.2. Reservas probadas de gas natural por área de producción.

Fuente: "Algunas reflexiones sobre el sector gasífero". UIA. Departamento de Infraestructura. Junio 2008 (TCF: trillion cubic feet)

El gráfico 6.2 muestra la caída de las reservas de gas en la mayoría de las áreas, excepto en Cerro Dragón operada por la empresa PAE, la cual ha tenido descubrimientos. Más allá de este caso particular, existe una tendencia a la caída de las reservas en los últimos años. Esto es debido básicamente a una deteriorada política exploratoria, lógica consecuencia de existir un precio bajo en boca de pozo para las operadoras.

La única salida viable para evitar la caída en las reservas sería aumentar paulatinamente el precio en boca de pozo hasta finalmente alcanzar la liberación de precios para las operadoras. Todo el análisis económico, que involucre precios será tratado en el capítulo III.

➤ ***Bolivia hoy, como proveedor de gas natural***

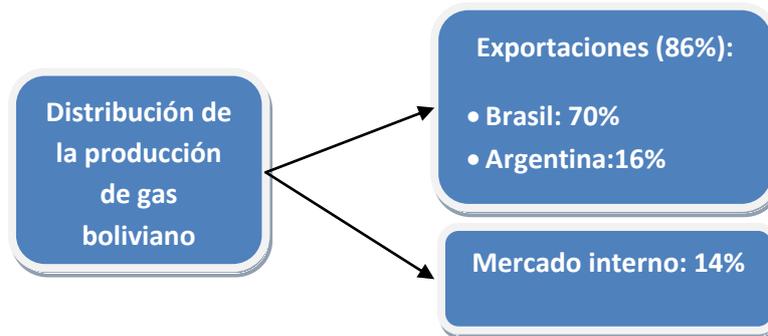
Debido a que la producción local ya no es suficiente para abastecer la demanda interna, Argentina debe recurrir a importaciones. A su vez el saldo de comercio internacional ya es negativo. Es así como, a través de ENARSA (Energía Argentina S.A, empresa estatal), se han venido firmando contratos de abastecimiento de gas con Bolivia.

Frente al déficit para poder cubrir la demanda de gas natural ENARSA ha firmado una serie de contratos de aprovisionamiento de gas con la República de Bolivia. Si bien esta medida soluciona el aprovisionamiento a corto plazo, tiene muy altos costos en comparación con la explotación local. Nuevamente se aclara que en esta sección se describirán todos los aspectos operativos que se refieren a la compraventa del gas con Bolivia; el análisis económico de la medida se desarrollará en el capítulo III.

Los contratos de compra-venta de gas natural entre ENARSA e YPFB (Yacimientos petrolíferos boliviano) comenzaron en octubre de 2007². Mediante los mismos Bolivia se compromete a entregar 7,7 MMm³/día durante los primeros años y hasta un total de 27,7 MMm³/día en el período 2010/12. Para entender un poco mejor el marco de estos contratos resulta necesario profundizar cómo se comporta el negocio boliviano del gas; para ello vamos a describir cuáles son sus principales clientes.

El contrato de compra-venta firmado por ENARSA e YPFB en 2006 establecía que en 2007 la estatal boliviana suministraría 4,6 millones de m³/diarios, en 2008-2009 unos 16 millones de m³/diarios con un mínimo garantizado de 7,7 millones de m³/diarios, y a partir de 2010 y hasta 2026 un total de 27,7 millones de m³/diarios. Pero sucede que Argentina firmó el acuerdo con Bolivia meses después que Brasil (con contratos hasta 2019 y con posibilidad de prorrogarlo), razón por la cual la economía más poderosa del MERCOSUR logró asegurarse el control de la disponibilidad del gas natural boliviano destinado a la exportación. Ello trajo por consiguiente que en el transcurso de 2008 Argentina sólo pudiera importar un volumen inferior a la cantidad mínima garantizada por contrato (es decir, menos de 4,6 millones de m³/diarios).

² El detalle de cada uno de los acuerdos internacionales está expuesto en el Anexo I



Todo esto significa que la apuesta al gas boliviano es deficiente, y que el proyecto de Gasoducto del NEA (con capacidad para 20 millones de m³/diarios), que transportaría gas de Bolivia al norte argentino, no podrá ser viable en las dimensiones en que fue diseñado el proyecto para satisfacer las necesidades de la región del NEA, la cual carece totalmente de provisión de gas natural distribuido por redes.

Más allá de la prioridad otorgada por Bolivia a Brasil para las exportaciones de gas, en Bolivia existe una situación político-económica deficitaria la cual no favorece las inversiones para el desarrollo de los yacimientos de gas. Esto hace aún más complicado el cumplimiento de los contratos por parte de Bolivia.

En el corto plazo, en Bolivia, no hay mucho más gas de lo que provee actualmente. Desarrollar nuevas reservas no es fácil, ya que a veces perforar un pozo en Bolivia lleva más de un año, cuesta 35 millones de dólares y en algunos casos los pozos tienen una profundidad superior a los 4000 metros. Si bien los pozos tienen mucha producción, se están perforando entre dos o tres pozos por año; a este nivel se hace cada vez más complicado poder cumplir con los contratos firmados. Recién habrá más gas de Bolivia cuando se solucionen los problemas económicos y políticos y se logren condiciones para que las empresas inviertan fuerte.

No obstante las altas reservas probadas existentes y la potencialidad de nuevas reservas en Bolivia; la producción se ha estancado en aproximadamente 41 a 42 MMm³/día. La demanda de su mercado interno está en el orden de los 6 MMm³/día y viene creciendo sostenidamente. En el 2012 se agrega la demanda de 8 a 10 MMm³/día del Mutún. Los compromisos actuales con Brasil, de 30 MMm³/día para el GSA, sumados a los 2 MMm³/día para Cuiaba y los 7.7 MMm³/día para la Argentina, serán difíciles de cumplir de llegar a continuar en las condiciones económicas actuales.

Por las razones explicadas anteriormente, Bolivia ya informó que no estará en condiciones de cumplir con las cantidades comprometidas por el contrato con Argentina, hasta el 2014.

En el gráfico 6.3, de entregas de gas por parte de Bolivia, se observa una tendencia de caída en el nivel de entregas.

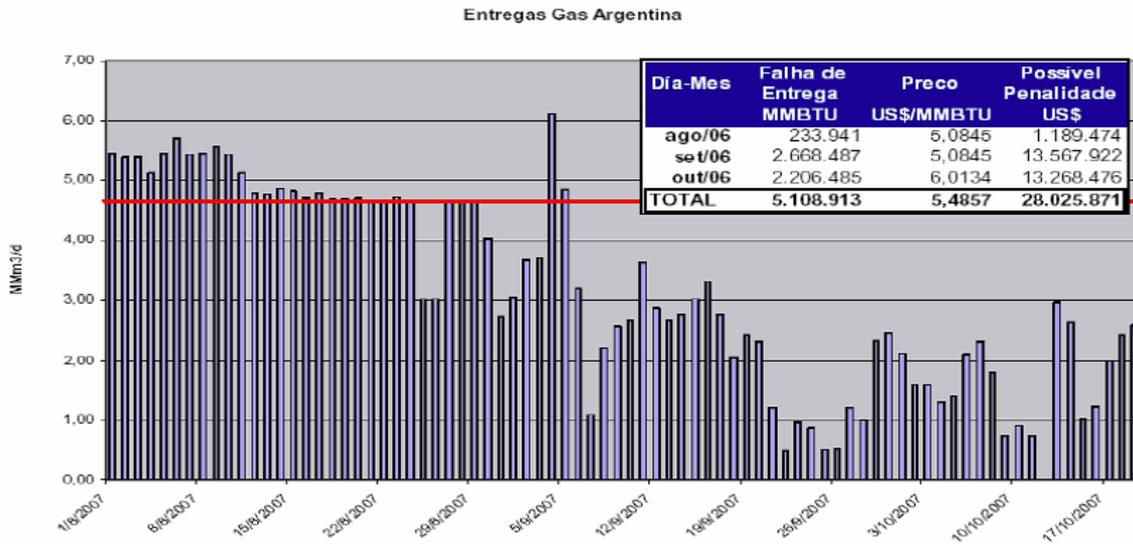


Gráfico 6.3. Entregas de importaciones de gas de Bolivia a la Argentina.

Fuente: "Algunas reflexiones sobre el sector gasífero". UIA. Departamento de Infraestructura. Junio 2008

El gráfico 6.3 muestra como ha venido cayendo la cantidad entregada de gas por Bolivia. Evidentemente, Bolivia no puede cumplir con la cantidad mínima de entrega firmada en el contrato ya que está priorizando las entregas a Brasil y su demanda interna. Para que el cumplimiento contractual sea efectivo, el contexto político boliviano debe mejorar de manera que se realicen las inversiones pertinentes para desarrollar más reservas.

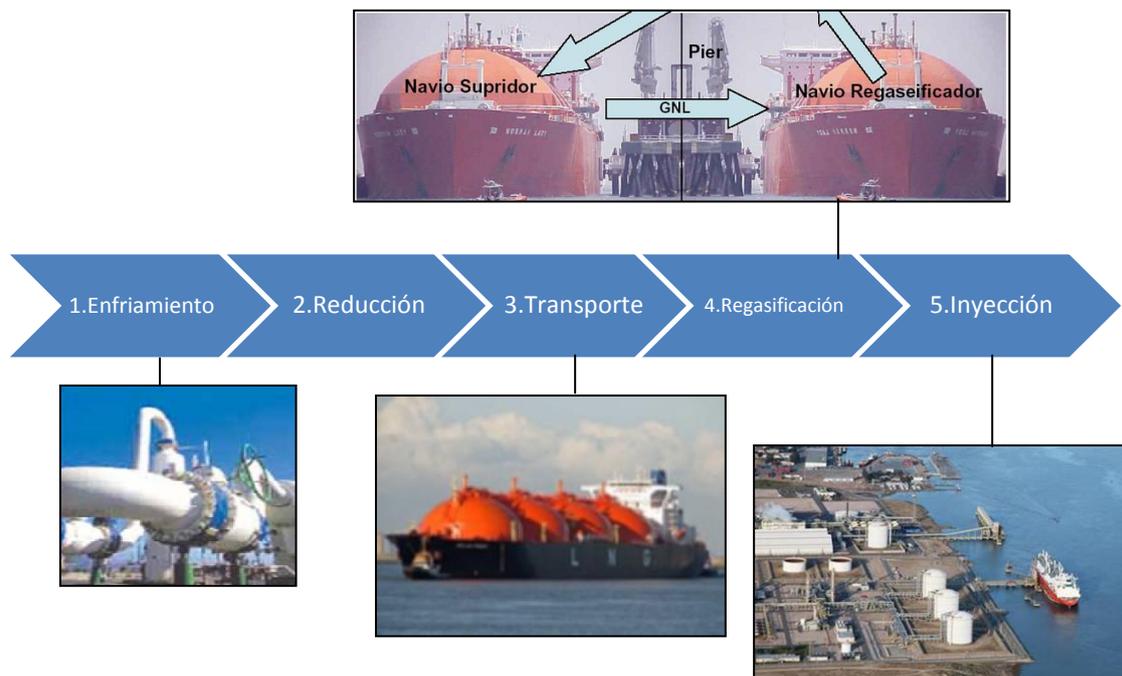
➤ **GNL regasificado**

Frente a la necesidad inmediata de suplir la demanda de gas, sobre todo en los picos de mayor estacionalidad, el gobierno argentino ha comenzado a comprar GNL, el cual mediante un proceso de regasificación puede ser inyectado a los sistemas de gasoductos interconectados.

El GNL es un fluido criogénico que a menos de -160 grados centígrados de temperatura es líquido puro. Esta característica permite reducir su volumen 600 veces respecto al estado gaseoso, lo cual lo hace adecuado para

transportarlo en barcos a través de largas distancias para su posterior regasificación. El GNL está compuesto en su mayoría por metano.

Para entender un poco mejor el proceso de producción y entrega de GNL se presenta el siguiente diagrama:



Etapas:

- ✓ **Enfriamiento:** El GNL es el resultado de un proceso de enfriamiento que lleva el gas natural a estado líquido.
- ✓ **Reducción:** Mediante un proceso de licuefacción se reduce en 600 veces el volumen del gas, lo que facilita tanto su almacenamiento como su transporte hasta cualquier punto del mundo para ser regasificado.
- ✓ **Transporte:** El traslado de GNL se realiza en los buques “Metaneros”, lo cuales poseen doble casco y bodegas criogénicas para lograr una temperatura inferior a los -160 grados centígrados.
- ✓ **Regasificación:** Al llegar a destino el GNL vuelve a ser convertido a gas en las plantas regasificadoras. En la Argentina al carecerse de este tipo de instalaciones se ha contratado a un buque regasificador que regasifica el GNL proveniente de los buques metaneros.
- ✓ **Inyección:** Una vez convertido en gas natural, el mismo se inyecta en los gasoductos. Este proceso se realiza en la planta separadora de líquidos “MEGA”, en el puerto de Bahía Blanca.

El proyecto argentino de regasificación de GNL:

El Proyecto de Regasificación de GNL (gas natural licuado) en la República Argentina surge como una necesidad de garantizar el abastecimiento interno de gas natural en el país. La empresa YPF S.A. presentó ante el gobierno nacional a mediados de Octubre de 2007 un proyecto de alquilar un buque metanero/regasificador para realizar una operación durante 120 días en el invierno argentino.

El Contrato estipuló la realización de la ingeniería y construcción de todas las instalaciones necesarias para la compatibilidad entre el muelle y la operatoria de regasificación incluyendo la instalación y montaje de un brazo de descarga, equipos accesorios, válvulas, estaciones de medición, protecciones contra incendio, adaptación del muelle con nuevos puntos de amarre, entre otras instalaciones. El monto del contrato fue de U\$S 49 millones, donde se incluyó el costo fijo de las obras por U\$S 8 millones. El contrato tiene una vigencia de cinco años, con un período de regasificación anual de 5 meses (desde el 1° de mayo al 30 de septiembre) y con opción de ENARSA de prorrogarlo hasta el 31 de octubre. El buque regasificador tiene una capacidad de almacenaje de 138.000 m³ y una capacidad máxima de regasificación de 8 millones de m³ diarios (aproximadamente un 6% del volumen promedio diario de la demanda en Argentina). ENARSA contrató la provisión de GNL durante el año 2008 con un costo de U\$S 270 millones.

En el mundo existen sólo tres embarcaciones de este tipo que pueden realizar operaciones de regasificación. En general las operaciones de regasificación ship-to-ship (STS, “barco a barco”) se realizan en alta mar a través de un gasoducto submarino de conexión en tierra. Estas operaciones de trasvase de GNL, y regasificación en buque son muy seguras debido a las medidas de prevención que poseen estas embarcaciones. La operación argentina de regasificación fue la segunda en el mundo en su tipo; operación STS y descarga se realizan en las instalaciones portuarias a través de un brazo de alta presión. La primera operación realizada dentro del esquema STS a puerto, fue realizada en el muelle Teeside del Reino Unido. La puesta en servicio en ese país se realizó en Febrero de 2007 tras un año y ocho meses de construcción y puesta en operación de las instalaciones.

Para la puesta en marcha del proyecto argentino fue necesario efectuar una serie obras de infraestructura de gas, para la entrada en servicio del barco regasificador en Argentina y su posterior inyección en el sistema de gasoductos troncales. La locación designada para el proyecto fue el muelle de la compañía Mega en el puerto de Ingeniero White de la ciudad de Bahía

Blanca, al sur de la Provincia de Buenos Aires. Las obras realizadas en la locación fueron el montaje del brazo de descarga de alta presión, la construcción de un gasoducto de 1.000 metros hasta la interconexión con el gasoducto que alimenta a la planta de generación de urea granulada perteneciente a la empresa Profertil y por último las obras de interconexión con el gasoducto NEUBA II en el Complejo General Cerri, perteneciente a la empresa Transportadora de Gas del Sur (TGS). El tiempo total de las mismas demandó, aproximadamente, tres meses de trabajo hasta su finalización y puesta en marcha.

Este proyecto, recibió volúmenes de gas procedente de Trinidad y Tobago y Egipto, a través de la división Repsol Comercializadora de Gas, operadora de los trenes de licuefacción de ambas plantas. En el año 2008 los volúmenes promedio de gas regasificado por el barco fue de aproximadamente 6 millones de m³ diarios, durante los 120 días de operación del buque Excerate, perteneciente a la empresa norteamericana Excerate.



Fuente: ENARSA

Uno de los aspectos clave para la viabilidad del proyecto fueron las instalaciones del muelle de la Compañía Mega. Este muelle comenzó a utilizarse en el año 2001, contando con la más moderna tecnología de emergencia y control de incendios en el mercado de los hidrocarburos. Otro aspecto de suma importancia fue el calado del puerto bahiense, con características de recibir buques de estas características sin ninguna restricción en la operación. Este tipo de embarcaciones poseen un calado de 11,5 metros aproximadamente, al igual que los barcos metaneros que recargan al buque regasificador. El buque, que se encuentra en operación desde la primera semana de junio de 2008, tiene una capacidad máxima de regasificación de 11 millones de metros cúbicos diarios, pero la capacidad

máxima permitida por la infraestructura existente será sólo de 8 millones de metros cúbicos diarios.

Buque regasificador “Excelsior” conectado a MEGA en Bahía Blanca.



Fuente: Sitio web. Puerto de Bahía Blanca

Respecto del buque, la capacidad máxima del mismo es de 138.000 metros cúbicos de GNL, equivalente a 82 millones de metros cúbicos de gas natural. El proyecto requirió de una serie de estudios preliminares, entre los cuales se encontraron la compatibilidad portuaria, que fuera encargada a la consultora Seaport XXI, y los análisis de riesgos aprobados por la Lloyds Register, organismo dedicado a la seguridad de operaciones marítimas.

Este proyecto fue fundamental para lograr mejorar el sistema de abastecimiento de gas natural durante períodos invernales, en un contexto de caída de la extracción nacional de gas natural, y habida cuenta de los incumplimientos contractuales por parte de YPFB en el suministro de gas natural. Por ello, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios llevó a cabo el proyecto de regasificación de GNL en Bahía Blanca, con el objetivo de asegurar la disponibilidad de este recurso estratégico para el aparato productivo nacional.

Más allá del análisis de la operatoria del proyecto, resulta necesario entender el costo que tiene esta fuente de gas para el país. El costo de importación de GNL y de su posterior regasificación para poder inyectarlo en el sistema troncal de transporte tiene y tendrá elevados precios, los cuales manifiestan un impacto muy negativo en la estructura de costos del aparato productivo nacional.

Específicamente, todo lo relacionado al análisis económico de precios será retomado en los capítulos siguientes. Sin embargo, es necesario dejar en

claro que esta medida adoptada fue de carácter cortoplacista, ya que con pequeñas inversiones se tuvo un abastecimiento inmediato. Más allá de esto, el GNL no podrá enfrentar la demanda futura del mercado interno, no sólo por el precio, sino por la disponibilidad de buques metaneros y por estar saturada la capacidad instalada de las plantas de licuefacción existentes en el mundo.

En este escenario resulta necesario aclarar que la unión de empresas estatales ENARSA y PDV S.A (Petróleos de Venezuela S.A.) ha elevado un concurso de licitación para la construcción de una planta regasificadora en la Argentina. De acuerdo a los datos de la EIA-DOE, los costos para la construcción de terminales de regasificación varían entre 300 millones de dólares para las terminales pequeñas y los 2000 millones para terminales de envergadura con capacidades de regasificación superiores a los 10 millones m³ diarios de gas natural. En este sentido cabe destacar que el ítem más costoso de la construcción son los tanques de almacenamiento de GNL, cuyo costo es de aproximadamente un tercio o la mitad del presupuesto total. Otra parte importante, de los presupuestos de construcción de las plantas de regasificación, son los costos para la construcción de los puertos de atraque de buques metaneros, los cuales pueden ascender a más de 100 millones de dólares de presupuesto.

De llegar a concretarse este proyecto, el GNL dejará de ser una medida de corto plazo para solucionar los problemas de abastecimiento de gas y se convertirá en una parte de la estrategia energética nacional, lo cual impediría el camino al autoabastecimiento, soportando un alto costo de abastecimiento gasífero.

I-7. Fuentes de Consumo de Gas Natural (demanda)

Si bien ya se ha demostrado que el consumo de energías primarias depende del nivel de actividad del país, lo cual está bien representado por el PBI, se analizarán ahora cuáles son los principales consumidores de gas natural. Esto permite entender bajo qué condiciones se firman los contratos de venta de gas en la Argentina.

Además de las empresas encargadas del transporte del gas natural desde los yacimientos a los centros de consumo, también existen las empresas encargadas de la distribución del gas dentro de los centros urbanos. Las mismas tienen la siguiente distribución en lo que se refiere a participación de mercado:

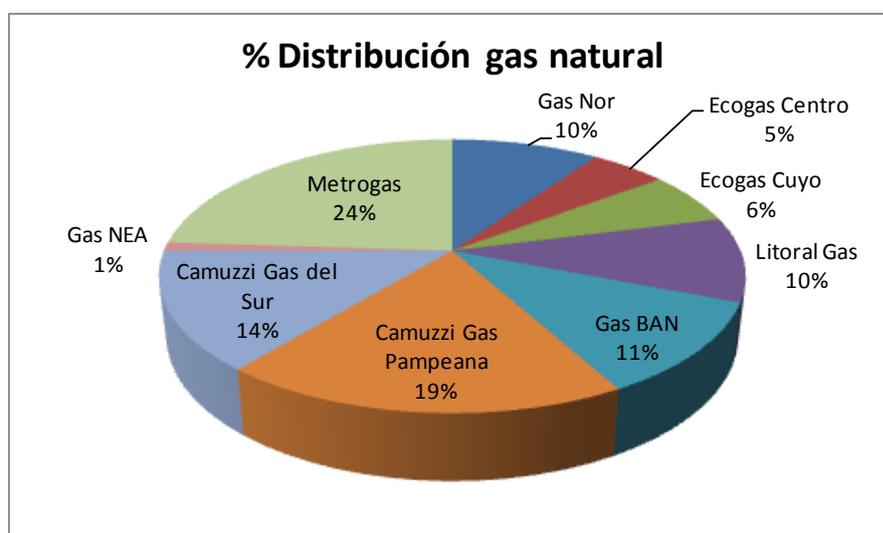


Gráfico 7.1. Participación en el mercado distribuidor de gas natural por empresa.
Fuente: "Análisis del abastecimiento de gas natural". Maestría en energía. UNC

Otro factor importante a tener en consideración en el negocio del gas natural es la segmentación del mercado, es decir, cuáles son los diferentes tipos de clientes que se pueden encontrar. Entender esta segmentación es importante ya que los precios en el mercado están regulados y varían dependiendo el tipo de cliente. A continuación se enumeran los clientes agrupados por el uso que le dan al gas natural³:

- ✓ Residenciales (R).
- ✓ Comercios (C) y entes oficiales (EO).
- ✓ Usinas eléctricas.
- ✓ Estaciones de GNC.
- ✓ Industrias

³ La descripción detallada de cada grupo se encuentra en el Anexo II

Luego de conocer cómo está segmentado el mercado del gas natural, es importante conocer cómo se distribuye el consumo. Para ello es que se expone el gráfico 7.2.

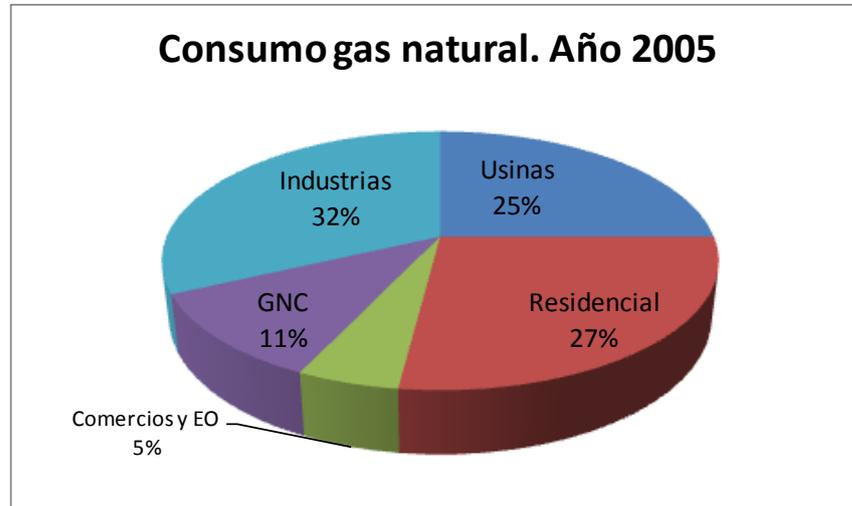


Gráfico 7.2. Consumo de gas natural por segmento de consumo.

Fuente: "Gas natural en la Argentina: presente y futuro". Salvador Gil. Escuela de Ciencia y Tecnología. UNSAM

El consumo residencial (R), comercial (C) y entes oficiales (EO) es de carácter ininterrumpible; es decir, la prestación de estos servicios no prevé interrupciones y está en el tope de las prioridades de abastecimiento del sistema de gas conforme a la normativa vigente.

Una fracción importante del gas también se consume de manera interrumpible. Los usuarios bajo esta forma de contratación son los grandes usuarios y las centrales eléctricas. El resto de los consumidores tiene un suministro interrumpible. Esta modalidad de suministro mejora considerablemente la eficiencia de todo el sistema de producción y transporte de gas, debido a que los consumos residenciales y comerciales tienen una gran variación en sus demandas en función de la temperatura. Estas demandas presentan picos de consumo muy grandes pero de corta duración. Como los sistemas de transporte se diseñan para abastecer a dichos picos, de no existir la forma de contratación interrumpible, el sistema de transporte sería subutilizado gran parte del año, con el consecuente costo que ello implica.

Proyección del consumo de gas natural en la Argentina

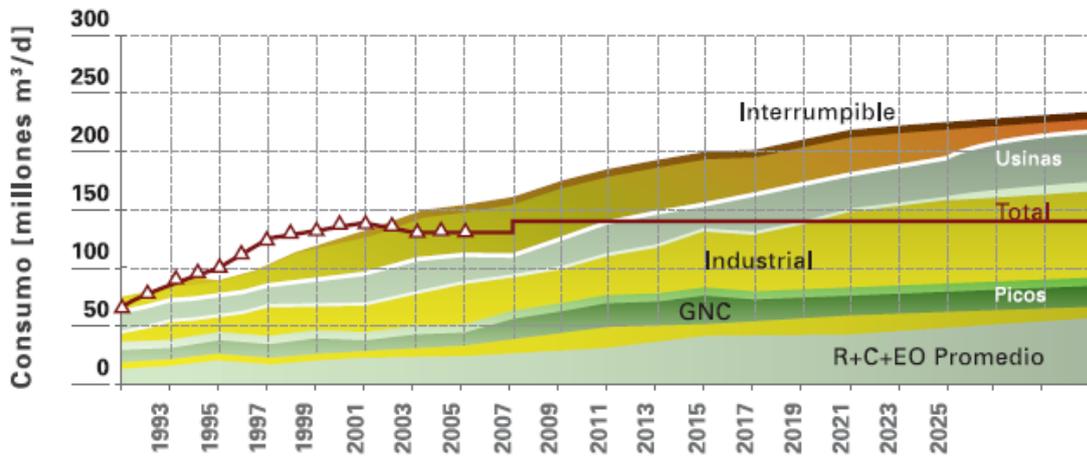


Gráfico 7.3. Consumo de gas natural proyectado por segmento.

Fuente: “Gas natural en la Argentina: presente y futuro”. Salvador Gil. Escuela de Ciencia y Tecnología. UNSAM

En el artículo “Gas natural en la Argentina: presente y futuro”, se ha tomado como hipótesis que el país tendrá un crecimiento del PBI anual del 4,2%. Para este escenario el consumo de gas se duplicaría en los próximos 24 años.

En el gráfico 7.3 se puede observar que la tendencia de crecimiento es de similar dimensión para cada uno de los segmentos. Cabe destacar que los sectores industrial y el de generación eléctrica, dependerán cada vez más del gas natural para desarrollar sus actividades.

I-8. Gas natural. Análisis económico. Oferta y demanda

La escasez de cualquier bien o servicio se produce porque la demanda (consumo) del mismo supera a la oferta (producción) y el mercado del gas no es una excepción a esta regla. En nuestro país, a pesar de haber aumentado la producción de gas en los últimos años hasta el 2007 (11% anual en el 2003), el consumo total creció a un ritmo mayor. De esta forma, durante el primer bimestre del 2004, la demanda de gas natural en el mercado doméstico registró un incremento del 25% comparado con el mismo período de 2003.

En un primer análisis todo indicaría que las empresas productoras de hidrocarburos son las responsables de este déficit en la oferta de gas natural, por haber reducido sus inversiones desde 1996 y por lo tanto, no haber permitido que aumente la producción lo suficiente como para satisfacer la actual demanda.

Ahora resulta necesario entender a partir de qué período comenzaron a cesar las inversiones y bajo que escenario se dio este comportamiento. La tabla 8.1 muestra el promedio de pozos exploratorios y de desarrollo de gas natural perforados en la Argentina:

Indicadores de Inversión de Gas Natural					
	Promedio años 90	Año 2000	Año 2001	Año 2002	Año 2003
Desarrollo Pozos de Gas Natural	30	70	82	25	25
Exploración de Pozos de Gas Natural	20	25	18	5	7

Tabla 8.1. Pozos de desarrollo y explotación.

Fuente: Bolsa de Comercio de Mendoza. Informe IERAL

Los números presentados en la tabla 8.1 muestran que gran parte de la reducción de las inversiones se produjeron a partir del 2002. Este hecho coincide con el congelamiento de las tarifas de gas en medio del proceso devaluatorio. La decisión de congelar las tarifas mayoristas de gas natural no sólo desalentó las inversiones sino que también, expandió notablemente el consumo de gas en Argentina principalmente por parte de los Sectores Industriales, las Usinas Térmicas y el Sector Automotor (GNC). Estos sectores sustituyeron en la medida de lo posible los diferentes combustibles por gas, ya que mientras el precio de este último estaba casi congelado, el precio de los otros insumos sustitutos crecía fuertemente junto con la tendencia alcista del dólar.

Otro dato de la caída de la inversión a partir del 2002 es la reducción de las reservas de gas que pasaron de 18 años de producción en el 2001 a sólo 13 en el 2003 y actualmente las reservas son de 8 años; siempre considerando que son reservas probadas.

Se presenta un breve resumen de las medidas tomadas para poder cubrir este déficit en la oferta de gas natural.

En el corto plazo:

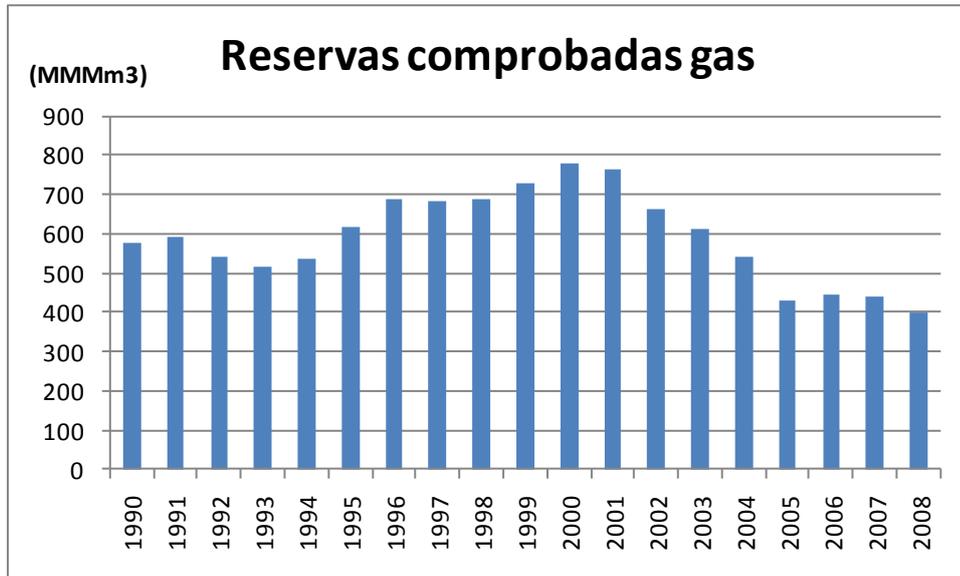
- ✓ importación de gas de Bolivia (aumento de la oferta)
- ✓ importación de GNL (aumento de la oferta)
- ✓ plan de “premios y castigos” para reducir el consumo de gas (contención de la demanda)
- ✓ reducción de las exportaciones de gas a Chile
- ✓ importación de fuel oil de Venezuela
- ✓ reacomodamiento de tarifas
- ✓ restricciones en el suministro

En el mediano plazo:

- ✓ Creación de la empresa estatal ENARSA para hacer exploraciones de hidrocarburos en las áreas offshore (en el mar Argentino) para incrementar en el futuro la producción de gas

Más allá de estas medidas de “emergencia”, resulta fundamental aclarar las reglas de juego para los inversores de forma tal que el actual problema de falta de gas no se agrave aún más en el tiempo. Esto requiere establecer en el corto plazo un marco predecible y confiable para las empresas del sector, que permita liberalizar los precios mayoristas y adecuar las tarifas para que resulten compatibles con los costos de las nuevas inversiones.

Una señal de esto fue dada en 2008 con el lanzamiento del Programa Gas Plus, mediante el cual se premia con un precio diferencial a proyectos novedosos. El objetivo principal del Programa Gas Plus es establecer un nuevo precio para las reservas de gas natural que se incorporen a los yacimientos del país. Todo lo referido al programa Gas Plus será detalladamente analizado en el capítulo III.

Análisis de la oferta**Gráfico 8.2. Reservas comprobadas de gas natural en Argentina.**

Fuente: "Economía del gas natural en la Argentina". Maestría en energía. UNC

Considerando la variación porcentual de las reservas comprobadas de gas de cada año respecto al año anterior, vemos que desde 1998 hasta el año 2000 las mismas se fueron incrementando pero cada vez a ritmo menor, pasando de 9% a un 4% de valor diferencial. A partir del año 2001 las reservas comienzan a disminuir bruscamente, pasando de 763.526 MMm³⁴ a un volumen de 455.623 MMm³ en el año 2005, con una tasa de decrecimiento que pasa del 2% en 2001 al 15% en el 2005.

Esto se refleja mejor teniendo en cuenta dos variables de gran influencia:

-Tasa anual de producción.

-Falta de aparición de nuevas reservas: Argentina sigue operando exclusivamente las mismas 5 cuencas que descubrió YPF en la primera mitad del siglo pasado, y en más de 20 años de exploración privada no ha aparecido ninguna cuenca nueva.

⁴ MMm³: millones de metros cúbicos

En el gráfico 8.3 pueden observarse las variaciones sufridas en las cinco cuencas actualmente en producción:

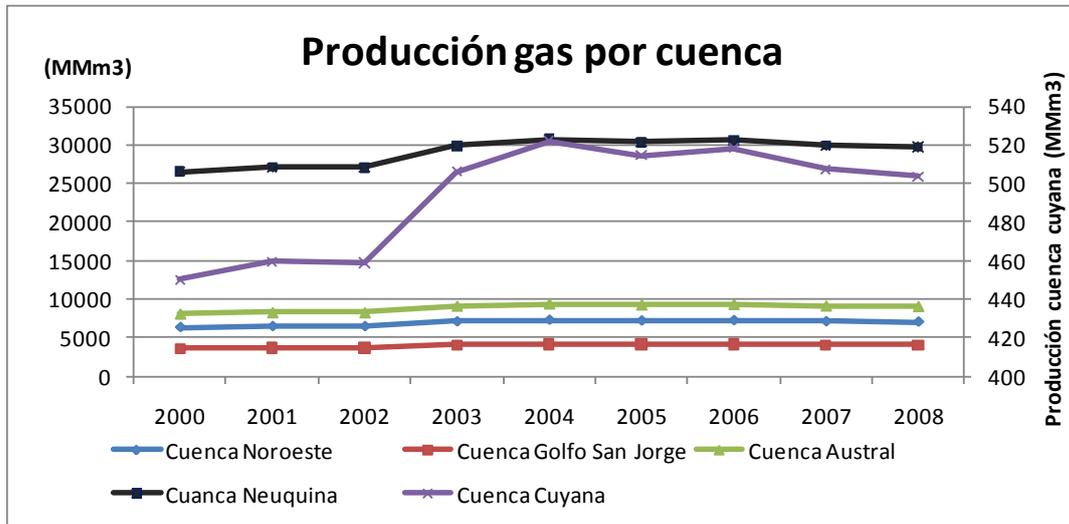


Gráfico 8.3. Producción de gas por cuenca.

Fuente: "Economía del gas natural en la Argentina". Maestría en energía. UNC

En el gráfico 8.3 se encontró que la producción nacional, dentro del intervalo de análisis, ha sufrido distintos comportamientos:

- Entre los años 2.001 y 2.002: Argentina se encontraba con una economía pesificada, donde se produjo una fuerte disminución del PBI, y una baja de ritmo importante en la actividad industrial nacional, lo que produjo un decrecimiento en los consumos del mercado, repercutiendo directamente en los volúmenes de producción de gas natural.

- Entre los años 2.002 y 2.004: la producción aumentó considerablemente, acompañando un aumento anual de la economía nacional de aproximadamente un 9% del PBI (según INDEC). La principal causa que generó la necesidad de incrementar la producción fue el aumento del consumo de GNC, ya que los precios de los bienes sustitutos (gas oil y nafta) no podían competir contra este combustible gasífero. La reactivación de la actividad industrial producida en este intervalo, permitió también un aumento en el consumo del gas natural para la generación de energía eléctrica, lo que ayudó a que la producción de gas natural incrementara su volumen.

- A partir del año 2.004: la producción anual se ha mantenido casi en un nivel constante. En Argentina los pozos tienen una declinación promedio en su producción del 14% anual, lo que implica un mayor requerimiento en exploración y perforación.

- En el período 2008 – 2010 la producción de gas ha caído un 10,3%.

Si analizamos las reservas comprobadas de gas natural respecto a la relación reservas/producción, dentro del período 2000 – 2005, vemos que los años de sustentación de este recurso energético van disminuyendo con una tasa de decrecimiento cada vez mayor:

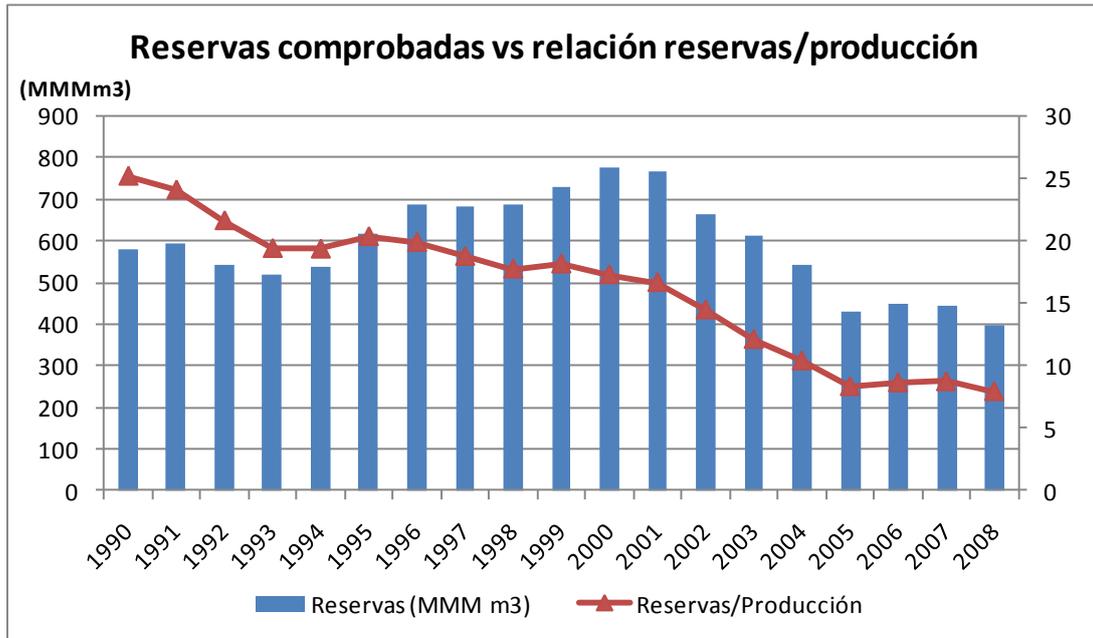


Gráfico 8.4. Nivel de reservas vs. reservas/producción.

Fuente: "Economía del gas natural en la Argentina". Maestría en energía. UNC

En el gráfico 8.4 se observa que, en el año 2000; la relación reservas/producción reflejaba un horizonte de 17 años de sustentabilidad del uso del gas natural, pero a medida que el tiempo fue avanzando, y debido a las condiciones político-económicas del país, las reservas fueron disminuyendo mientras el gas natural seguía avanzando dentro de la matriz energética nacional. Ya en el año 2005; la relación reservas/producción refleja un horizonte de 9 años, lo que muestra la situación incierta sobre hacia donde se dirige nuestra economía energética. Es decir, que de persistir la falta de grandes descubrimientos, en el mediano plazo, existe un problema potencial debido a la escasa reposición de reservas.

Análisis de la demanda

Argentina cuenta con un mercado de gas natural bien desarrollado, constituyendo esta fuente el 50% del total de la energía primaria consumida. En estos últimos años, el mercado se inclinó por el consumo de este recurso, lo que puede apreciarse en los cambios de composición que sufrió la matriz energética argentina, en donde el gas natural pasó del 38,7% en el año 1998 al 49% en el año 2005:

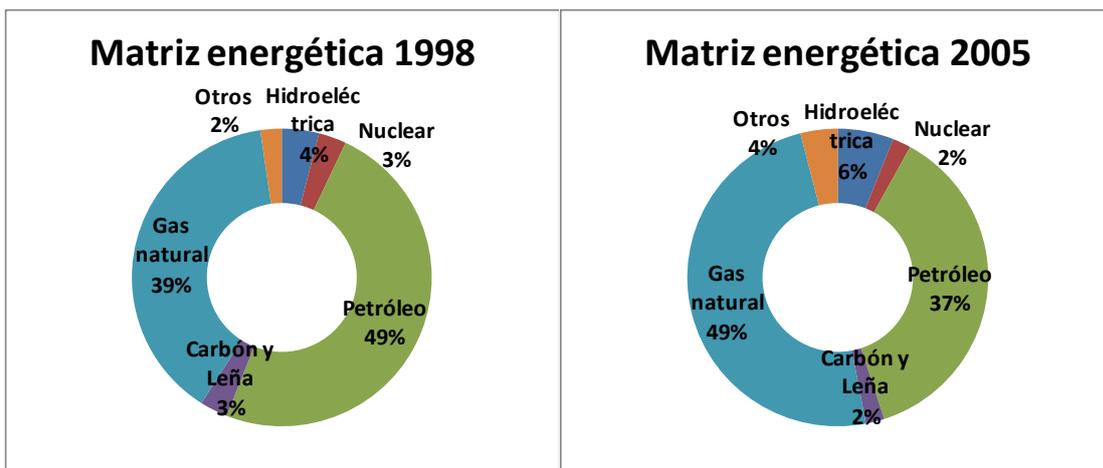


Gráfico 8.5. Evolución de la matriz energética argentina.

Fuente: "Economía del gas natural en la Argentina". Maestría en energía. UNC

Este incremento en el consumo del gas natural registrado en nuestro país, fue influido entre otros factores por:

- su competitividad ecológica.
- el diferencial de precios existente entre los distintos tipos de combustibles. Este diferencial se vio favorecido principalmente por la pesificación y el congelamiento de las tarifas públicas, lo que incrementó la competitividad económica del gas, aumentando el uso tanto en el sector industrial como en el combustible para vehículos (GNC).

Dentro del mercado interno, y analizando los períodos pre-devaluatorio y post-devaluatorio, las tarifas residenciales e industriales tuvieron el siguiente comportamiento respecto a los combustibles sustitutos:

El gráfico 8.6 muestra una comparación de la tarifa de gas natural con respecto a las del fuel oil y gas oil para consumo industrial:

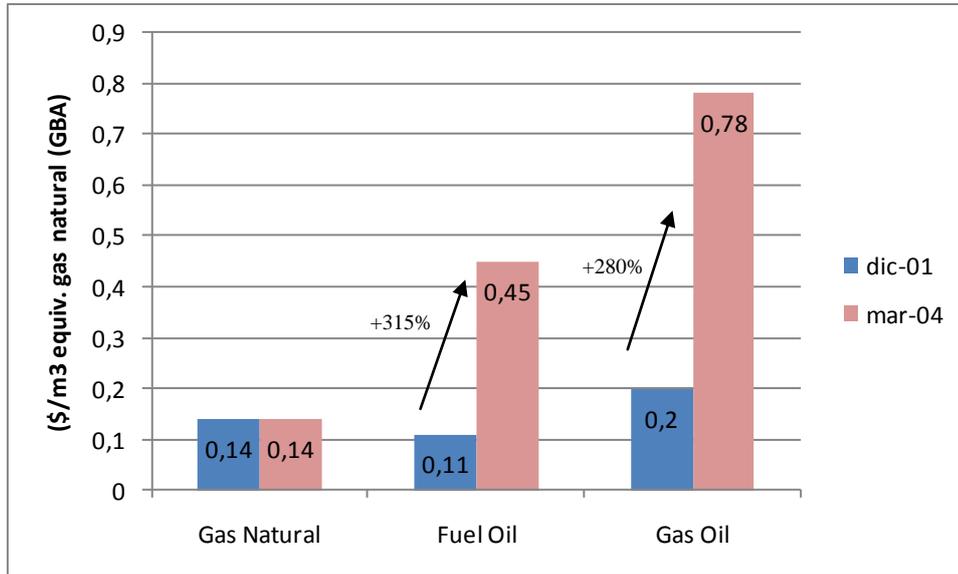


Gráfico 8.6. Evolución del precio de combustibles.

Fuente: "Economía del gas natural en la Argentina". Maestría en energía. UNC. Con datos de CAMESSA y Enargas

Gran Buenos Aires: Comparación entre precio final con impuestos excepto IVA de gas natural por redes, fuel oil y gas oil para uso industrial. Diciembre 2001 vs, Marzo 2004. (\$/m³ equiv. De gas natural)

En el gráfico 8.6 se ve que el gas natural fue el combustible de menor variación económica, ya que el fuel oil y el gas oil tuvieron incrementos del 315% y 280% respectivamente.

El gráfico 8.7 presenta una comparación entre el gas natural respecto a la energía eléctrica, al gas licuado y al kerosene para uso residencial:

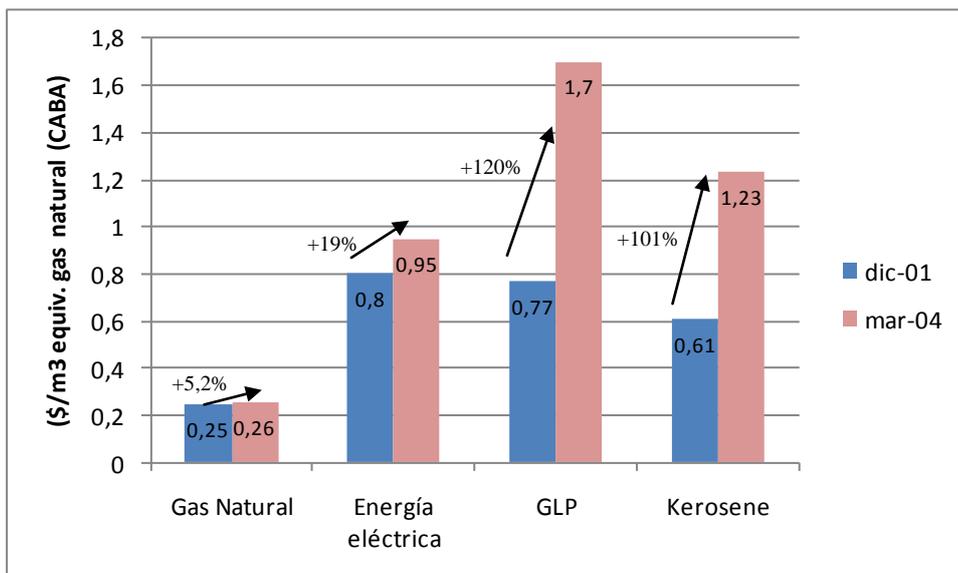


Gráfico 8.7. Evolución del precio de combustibles.

Fuente: "Economía del gas natural en la Argentina". Maestría en energía. UNC. Con datos de CAMESSA y Enargas

Se observa en el gráfico 8.7 que el gas natural sufrió una variación del 5,2% respecto al período predevaluatorio, la energía eléctrica incrementó su tarifa en un 19%, mientras que el gas licuado y el kerosene superaron el 100%.

Estas comparaciones de precios del gas natural respecto a sus sustitutos, antes y después de la devaluación, sirven para entender la razón principal de la profundización de un modelo de matriz energética dependiente de esta fuente, más allá de los esfuerzos de la Secretaría de Energía de incentivar otro tipo de fuentes de energía.

Con esto queda demostrado que uno de los principales requerimientos para incentivar las inversiones en determinado sector energético es generar un claro panorama de un precio competitivo de mercado. Un precio “competitivo” significa que tanto los productores alcanzarán la rentabilidad esperada de los proyectos y los consumidores estarán dispuestos a pagar dicho valor ya que el gas natural continuaría siendo económico en comparación con otros combustibles sustitutos.

Disponer de un claro panorama en lo que se refiere a la política de precios resulta clave para los operadores, ya que es necesario tener presente que la exploración es una actividad de alto riesgo en un escenario donde a medida que transcurre el tiempo, los descubrimientos son de menor tamaño y los costos de extracción se incrementan. En Argentina, el resultado de los esfuerzos exploratorios muestra que los descubrimientos son de tamaño moderado a chico para la envergadura del mercado gasífero local, con costos de producción cada vez más elevados.

Desde la crisis de fines del 2001, la actividad exploratoria gasífera se encuentra estancada, situación que se fundamenta en la falta de horizonte de mercado en el mediano a largo plazo. La exploración de hoy requiere suponer un precio de mañana que justifique la inversión. La distorsión del precio actual del gas natural, combinada con la incertidumbre del marco regulatorio gasífero, desalientan la actividad exploratoria para el gas.

Esto, sumado al bajo costo de compra para los consumidores, genera una situación de alta demanda y baja exploración y producción, produciéndose una brecha, la cual debe ser cubierta con fuentes de gas natural mucho más costosas como la importación de Bolivia o la compra de GNL regasificado. Sumado a esto se ha dejado de exportar para poder priorizar la demanda interna, dejándose de cumplir los compromisos con Chile.

El estudio de esta brecha o déficit será el objetivo central de los próximos capítulos. La cuestión será como cubrir esta brecha con los recursos gasíferos no convencionales que dispone el territorio nacional, basándose en un entorno de viabilidad económica. Es así que se presenta el Tight-Gas, como una posible alternativa para la sustentabilidad gasífera.

CAPÍTULO II: TIGHT GAS SANDS

II-1. Descripción del Tight Gas

El Tight Gas es un tipo de gas no convencional. Antes de comenzar con la explicación de las características del Tight Gas es necesario definir “Gas no convencional”.

El gas no convencional es gas natural (principalmente metano) con características diferentes para su extracción del reservorio. Dentro de lo que se denomina gas no convencional existen varias categorías, pero las más importantes son las siguientes:

- ✓ Tight Gas
- ✓ Shale Gas
- ✓ Coalbed Methane Gas
- ✓ Otras fuentes de gas natural no convencional tales como: gas profundo (más de 6,000 metros), zonas geopresurizadas e hidratos de metano.

El denominado gas de arenas compactas (Tight Gas) y otras fuentes no convencionales, como el gas de lutitas (Shale Gas) -rocas sedimentarias de origen detrítico- o el gas metano en capas de carbón (Coal-Bed Methane o CBM), aparecen en el horizonte como una alternativa a los yacimientos maduros. De acuerdo con las estadísticas que manejan los ejecutivos de las principales compañías del sector, aquellos desarrollos podrían aportar entre un 60 y un 250% de reservas adicionales en el mundo. En este sentido, el CEO de British Petroleum (BP), Tony Hayward, destacó la “revolución silenciosa” que está teniendo lugar en América del Norte a partir de nuevas técnicas, como la perforación horizontal, que permiten acceder a ese tipo de depósitos.

Es necesario remarcar que el Tight Gas desde el punto de vista composicional, no difiere del gas utilizado habitualmente para demanda doméstica o industrial, la única diferencia es que la roca reservorio que lo contiene es de bajísima permeabilidad.

El término Tight Gas se utiliza para clasificar a los reservorios de baja permeabilidad, que producen fundamentalmente gas natural seco. Estos yacimientos tienen una permeabilidad que se encuentra por debajo de 0,1 md (miliDarcy), índice de medición de permeabilidad geológica en el sector petrolero. Este valor fue el elegido arbitrariamente en la década del 70 por el

gobierno de USA a efectos de otorgar créditos impositivos, con el objeto de promover el desarrollo de estos reservorios.

Las características fundamentales de este tipo de yacimiento son bajo caudal inicial y costos mucho mayores a los de los yacimientos convencionales, originados por la necesidad de efectuar grandes fracturas hidráulicas en los pozos. Es por ello que se necesita el desarrollo de tecnologías más sofisticadas tales como la realización de pozos horizontales y fracturación hidráulica con grandes volúmenes de material de sostén, entre otras, para permitir un mejor desarrollo de estos yacimientos.

Una de las características de la explotación en este tipo de yacimientos es la gran declinación observada en los primeros tiempos de producción, debido posiblemente a la importante compresión de los poros al caer la presión. Por tal motivo, se recomienda usar en los cálculos para el diseño de las instalaciones, las producciones medidas después de al menos 90 días de comenzada la explotación.

La primera producción de Tight Gas fue realizada en el Oeste de Estados Unidos, en la formación sedimentaria San Juan a principios de la década del setenta, impulsada principalmente por la tecnología de fracturación hidráulica. En la actualidad se encuentran en producción en Estados Unidos más de 40.000 pozos en aproximadamente 1600 reservorios de aproximadamente 900 yacimientos, de los cuales algunos se encuentran todavía en un proceso de prueba, con un razonable éxito en su producción. A efectos de posicionar al Tight Gas respecto al resto de fuentes de gas se presenta el gráfico 1.1:



Gráfico 1.1. Triángulo de los recursos de gas natural.
Fuente: John Masters & Jim Gray –ResourceTriangle concept

El gráfico 1.1 correlaciona precios, tecnología y volúmenes de explotación. A medida que se desciende en el triángulo, la calidad de los reservorios y la permeabilidad disminuyen. A la derecha del triángulo, se muestran valores orientativos de la permeabilidad correspondientes a yacimientos convencionales y Tight Gas. Los otros reservorios de baja calidad, tendrían otras escalas de permeabilidad. El punto en común es que, los depósitos de baja calidad de gas natural, requieren de nuevas tecnologías y de incentivos económicos adecuados para ser desarrollados y producidos económicamente.

Los recursos naturales se distribuyen en la naturaleza en forma log-normal, por lo que las cuencas que producen grandes volúmenes de gas natural de reservorios convencionales, tienen muchas probabilidades de contener también grandes volúmenes de gas en reservorios no convencionales. En el año 1996 se estimó que los recursos mundiales de gas no convencional ascendían a 33.000 TCF. Alrededor de la mitad corresponde a las Arcillas Gasíferas y el resto al Gas de Carbón y al Tight Gas, en porcentajes más o menos similares.

En 1997, el 15 % de la producción de gas de USA provino del Tight Gas, mientras que las reservas de estos yacimientos ascendían al 22 %. En realidad, la definición es una combinación de factores físicos y económicos y en la práctica, se define al Tight Gas como reservorios de gas que para producir caudales comerciales, se los debe fracturar o utilizar tecnologías de avanzada, como pozos horizontales o multilaterales.

No existen reservorios de Tight Gas “tipo”, sino que se los encuentra en una gran variedad de rocas reservorio y muchas veces están naturalmente fracturados, profundos, compartimentalizados y sobrepresionados. Las oportunidades y desafíos que plantea el Tight Gas están muy presentes en la industria tanto local como internacional.

Es necesario comprender al reservorio en su totalidad, con el aporte de equipos multidisciplinarios, para evaluar los recursos y reservas del Tight Gas. Es muy importante contar con la interpretación completa de la sísmica 3D, tectónica regional, geomecánica de rocas, perfiles, coronas, informes de perforación y terminación, ensayos de presión, perfiles de producción y controles de pozos frecuentes y precisos que incluyan caudales y presiones de boca. Así se podrá ajustar el Modelo Geológico, no obstante de tratarse de ambientes generalmente heterogéneos vertical y arealmente y por ende difíciles de predecir. También se deben modelar los parámetros económicos, como los costos de perforación, fracturación, instalaciones de superficie,

precio del gas y condiciones del mercado. Es aquí, en estos últimos aspectos, donde este estudio dedicará la mayor atención.

El punto más complicado de los reservorios de gas no convencional es poder realizar una estimación de los recursos disponibles. En este sentido es que se expone la tabla 1.1 con estimaciones de reservas abierto por zona geográfica:

Gas No Convencional in situ

Region	Code	Coal Bed Methane	Fractured Shales	Tight Gas Sands	Natural Gas Hydrates	Remaining in-situ*	Total
North America	NAM	3,080	3,920	1,400	243,560	800	252,760
Latin America & the Caribbean	LAM	40	2,160	1,320	182,680	320	186,520
Western Europe	WEU	160	520	360	30,440	280	31,760
Central & Eastern Europe	EEU	120	40	80	0	40	280
Former Soviet Union	FSU	4,040	640	920	167,440	1,680	174,720
Middle East & North Africa	MEA	0	2,600	840	7,600	1,000	12,040
Sub-Saharan Africa	AFR	40	280	800	15,240	160	16,520
Centrally Planned Asia & China	CPA	1,240	3,600	360	15,240	120	20,560
Pacific OECD**	PAO	480	2,360	720	60,880	40	64,480
Other Pacific Asia	PAS	0	320	560	7,600	160	8,640
South Asia	SAS	40	0	200	15,240	80	15,560
WORLD (trillion scf)		9,240	16,440	7,560	745,920	4,680	783,840
		* Gas remaining in-situ after commercial production of conventional natural gas has ceased.					
		**Organisation for Economic Co-operation and Development.					
		Adapted from Rogner, IIASA, 2002					
WORLD (trillion boe)		1.54	2.74	1.26	124.32	0.78	130.64
		(C) SERVIPETROL LTD., Calgary, Canada, 2009					

Tabla 1.1. Reservas de Gas No Convencional a nivel global.

Fuente: "Análisis de la provisión futura de Gas a la Argentina". Lic. Barreiro. U.N Cuyo

Más allá del nivel de reservas estimado, es necesario comprender cuál es el potencial que tiene esta fuente de recursos en comparación con el resto de fuentes convencionales y no convencionales de gas. Por esta razón es que se expone el gráfico 1.2:

Crecimiento de Producción estimado

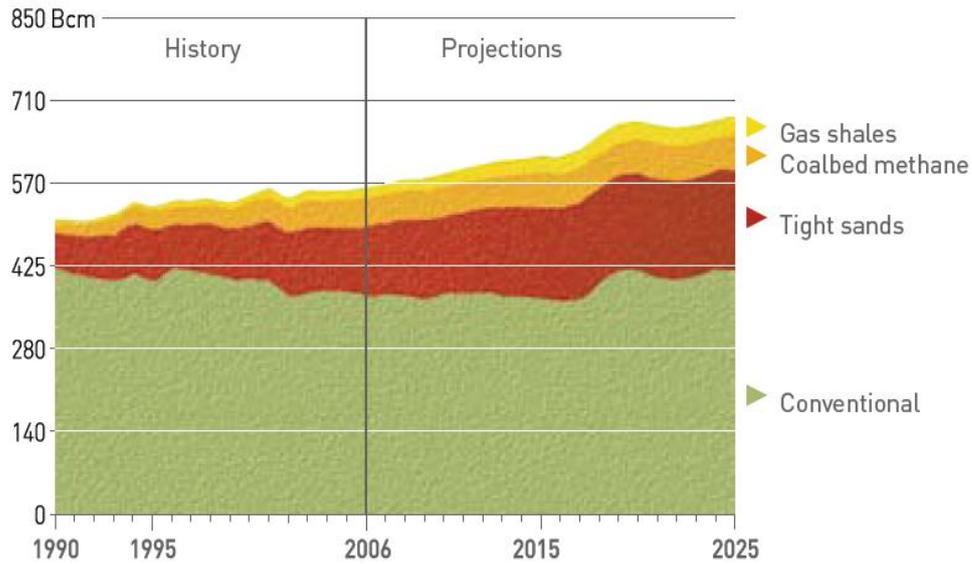


Gráfico 1.2. Producción proyectada de Gas Convencional y No Convencional a nivel global.
 Fuente: Tight Gas Reservoirs. Technology intensive resources. Total
 (BCM: Billion cubic meters)

El gráfico 1.2 da idea del desarrollo futuro de las diferentes fuentes de gas no convencional a nivel global. Además de la producción de Tight Gas se encuentran en desarrollo otras fuentes de gas no convencional como: Coalbed Methane, Shale Gas y Methane Hydrates. Todas estas fuentes juntas dan un valor acumulado de 13,550 Bcm. En comparación, el Tight Gas tiene un mayor potencial de desarrollo que el Shale Gas y el Coalbed methane combinados.

Más allá de demostrar con este gráfico el potencial que tiene el Tight Gas en el mercado energético es necesario ir más a fondo y exhibir cuales son las regiones que tienen mayores reservas de Tight Gas.

Distribución de reservas de Tight Gas por región (Bcm)

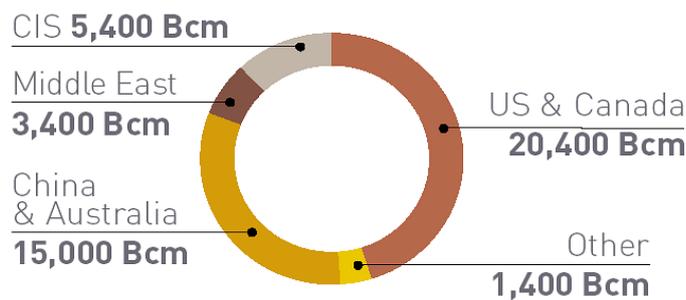


Gráfico 1.3. Nivel de reservas de Tight Gas por región.
 Fuente: Tight Gas Reservoirs. Technology intensive resources. Total

Si bien se observa que los volúmenes están distribuidos en todas partes del mundo, las acumulaciones más grandes se dan en dos grandes regiones, América del Norte y Rusia/China. Típicamente hallado en reservorios formados por rocas de baja porosidad y permeabilidad, el Tight Gas ha sido hasta el momento inexplorado fuera de los Estados Unidos. Los volúmenes de gas in situ en Tight Sands son estimados a un total entre 310 a 510 Tcm, pero las actuales tecnologías de producción permiten obtener factores de recupero moderados, en el orden de 6 a 10%.

En este sentido, el potencial del Tight Gas es muy alentador en comparación con los 180 Tcm (trillion cubic meters) de reservas de gas convencional. Por esta razón, mejorar los factores de recuperación y disminuir los costos operativos será clave. Esto será un desafío para los equipos de Investigación y desarrollo.

Principales actores en el mundo

Actualmente, los principales productores de Tight Gas son Estados Unidos y Canadá. En el caso particular de los Estados Unidos, el volumen de producción se encuentra en el 30 % del total de la producción de gas natural, con una perspectiva que asciende al 50 % para el año 2030. Asimismo, existen otros productores de menor escala con áreas gasíferas maduras como Australia y Egipto, entre otros países. De la misma forma hay países con importantes perspectivas en el desarrollo de este tipo de gas como son India, Alemania y Rusia.

Estados Unidos no sólo ha desarrollado las técnicas para la explotación de los reservorios de Tight Gas, sino también ha ingresado en la búsqueda y el desarrollo de otros tipos de gases no convencionales como los denominados Coal Bed methane, y el denominado Shale Gas. Ambos reservorios, junto a las Tight Gas Sands, provienen de yacimientos maduros cuya principal función es la recuperación de la producción en áreas maduras. Esto nos da un punto en común con los campos maduros que la Argentina está desarrollando.

Producción de Gas Norteamericana (Tcf)

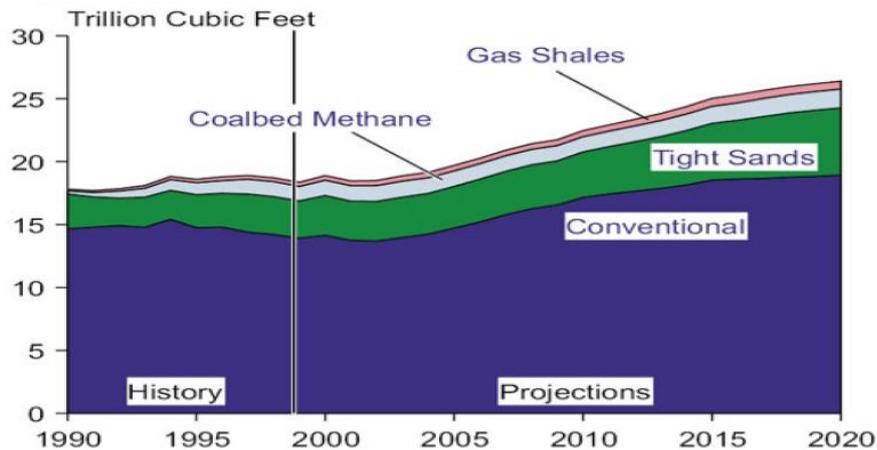


Gráfico 1.4. Producción de gas proyectada en EEUU.

Fuente: "Tight Gas Sands y sus desafíos". Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas. Lucas Schneider. Fuente original: Department of Energy –Energy Information Agency. 2001

El gráfico 1.4 indica la participación en la producción norteamericana de los diferentes tipos de gases no convencionales. Cabe destacar que la mayor participación y perspectivas lo tiene el Tight Gas. El desarrollo de Tight Gas sólo puede ser económicamente explotable a un precio de U\$S 7 dólares por MM/BTU⁵. Los principales motivos por el cual debe darse esa rentabilidad a esos precios, son: alta heterogeneidad geológica, una gran densidad de pozos en yacimientos de estas características y metodologías de fracturación hidráulica, pozos horizontales y perforación mayor profundidad.

Áreas en Explotación de reservorios no convencionales en Estados Unidos



Gráfico 1.5. Mapa de áreas en EEUU explotadas de reservorios no convencionales.

Fuente: "Tight Gas Sands y sus desafíos". Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas. Lucas Schneider. Fuente original: Department of Energy –Energy Information Agency. 2001

⁵ BTU (british thermal unit): unidad calórica británica equivalente a 26,32 metros cúbicos de 9.600 kilocalorías)

El gráfico 1.5 muestra los diferentes yacimientos gasíferos no convencionales actualmente en explotación en los Estados Unidos. Estudios realizados por USGS (U.S Geological Survey) indican que las mayores reservas de Tight Gas en aquel país se encuentran en los reservorios del oeste.

Estados Unidos ha hecho una campaña muy grande para Tight Gas y para Shale Gas. En 2007 en EE.UU. se perforaron 17.000 pozos y se encontraron recursos en el orden de las 800 PSF (pound square feet), cabe destacar que Loma de la Lata tenía 20 PSF en sus comienzos. Esta pequeña comparación da idea del orden de magnitud de estos recursos.

Antecedentes en la Argentina

En el año 2006 en la República Argentina comenzaron a realizarse estudios sobre la factibilidad de obtener gas natural en arenas compactas, principalmente en la Cuenca Neuquina. Una de las primeras empresas en llevar a cabo estos estudios fue Repsol YPF. La empresa Medanito S.A., ha realizado la primera experiencia en referencia a Tight Gas; en el yacimiento Aguada Chivato perforó un pozo sobre arenas compactas a profundidades que alcanzaron los 3000 metros. Por otra parte YPF S.A., ha comenzado a realizar estudios en el yacimiento Loma de la Lata, que puede brindar excelentes oportunidades para el desarrollo de Tight Gas.

Mapa Yacimiento Loma La Lata. Pozos exploratorios de yacimientos no Convencionales

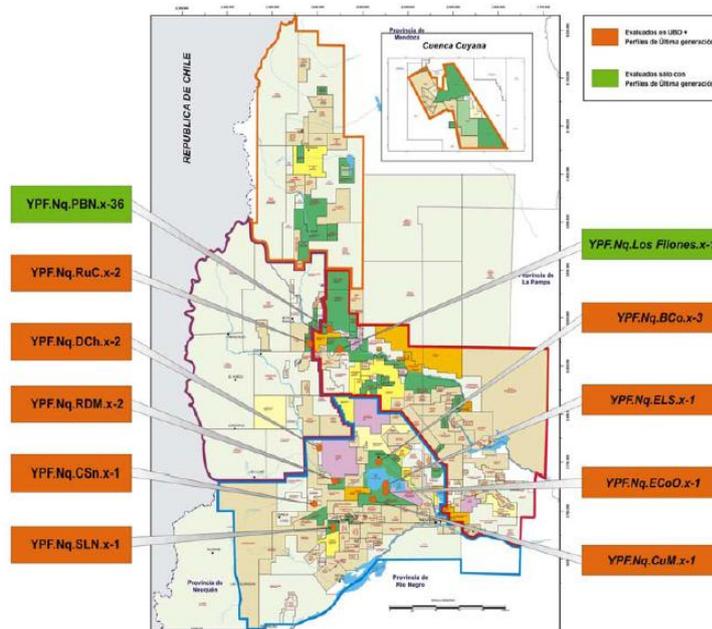


Gráfico 1.6. Pozos exploratorios de Tight Gas en Loma de la Lata.

Fuente: "Tight Gas Sands y sus desafíos". Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas. Lucas Schneider. Fuente original: Departamento of Energy –Energy Information Agency. 2001

El impulso a la actividad exploratoria y de desarrollo de este tipo de yacimientos estuvo directamente vinculada al Programa Gas Plus lanzado por la Secretaría de Energía de la Nación. Básicamente este programa otorga beneficios de precios a proyectos vinculados con reservorios no convencionales. El análisis detallado del Programa Gas Plus y su proyección será analizado de manera particular en el capítulo III.

En el gráfico 1.6 se pueden observar los diferentes pozos realizados en la Cuenca Neuquina en la búsqueda de reservorios no convencionales. Una de las perforaciones de esta serie (YPF Nq CuM. X-1) fue realizada en el yacimiento Cupen Mahuida, de la concesión Loma La Lata, arrojando resultados positivos en lo referido a reservorios no convencionales. De todas maneras aún no se conoce la productividad de este reservorio, debido a la incertidumbre de producción que generan los reservorios Tight Gas.

Esta fotografía satelital muestra los diferentes pozos horizontales previstos para la exploración de áreas de baja permeabilidad en la concesión Loma La Lata.

Imagen satelital sobre la Concesión Loma La Lata YPF. Pozos horizontales previstos para áreas de baja permeabilidad

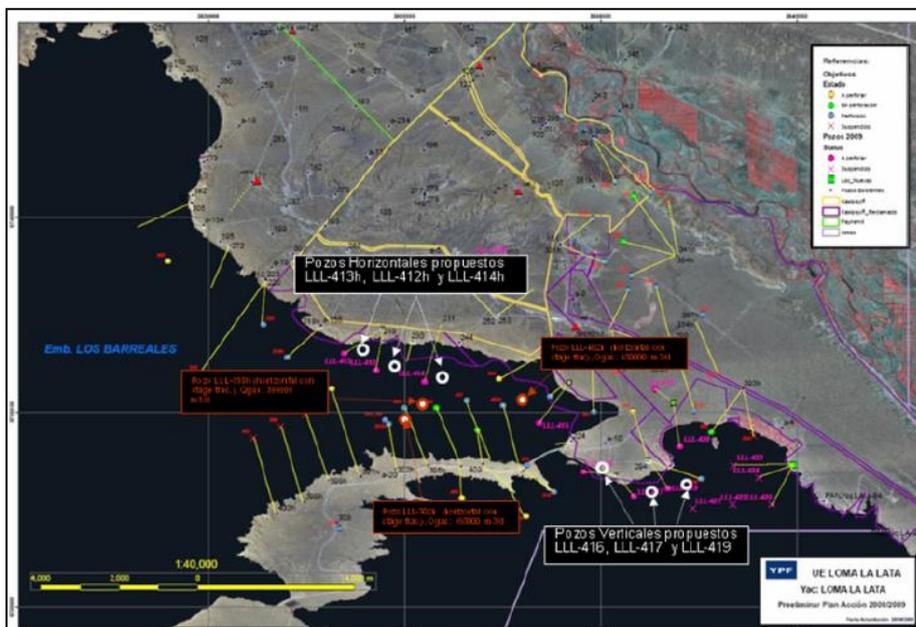


Gráfico 1.7. Plan de pozos horizontales en Yacimiento Loma de la Lata.

Fuente: "Tight Gas Sands y sus desafíos". Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas. Lucas Schneider. Fuente original: Department of Energy –Energy Information Agency. 2001

II-2. Características de los Yacimientos “Tight”

En esta sección se describirá de forma simplificada las principales características de los reservorios del tipo Tight Gas. Además se explicarán las principales complicaciones a la hora de producir dichos Yacimientos.

Basin centered gas vs trampas convencionales

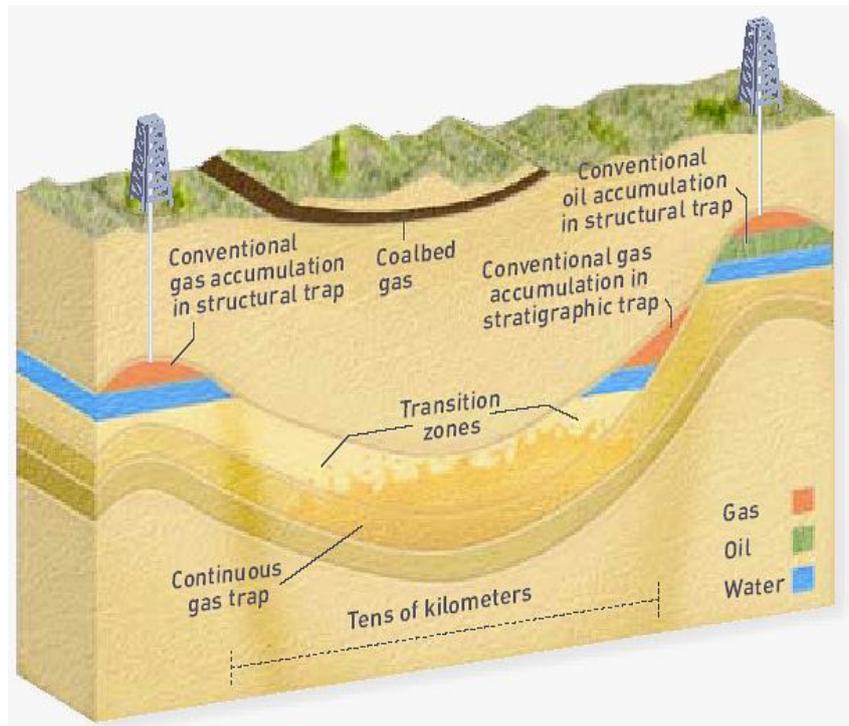


Figura 2.1. Esquema de basin centered systems y trampas convencionales.

Fuente: Tight Gas Reservoirs. Technology intensive resources. Total

Los yacimientos de Tight Gas tienen como característica distintiva la forma en que el gas está alojado en el reservorio, en ellos se destaca los Basin Centered Gas Systems.

Los Basin-Centered Gas Systems (BCGS) son acumulaciones continuas, saturadas en gas, anormalmente presurizadas (sobre o sub presurizadas), que comúnmente carecen de un contacto inferior con agua y se desarrollan en reservorios de baja permeabilidad. Se reconocen dos tipos principales – directo e indirecto– relacionados principalmente al tipo de materia orgánica original. La historia de soterramientos / levantamientos (termal) genera distintas fases de evolución que hace que ambos modos sean muy diferentes. Se considera cualquier tipo litológico como potencial reservorio para un BCGS si se presentan porosidades y permeabilidades bajas (<13% y <0.1 mD respectivamente). Los reservorios están saturados en gas, con

muy poca o improductivas cantidades de agua y presentan un contacto superior con agua (en forma contraria con las condiciones que se encuentran en yacimientos de gas convencionales).

Características de los reservorios Tight Gas:

- Permeabilidades muy bajas
- Presiones Anómalas
- Presiones Capilares como fuerzas dominantes
- Formaciones cargadas con Gas
- Trampas no tradicionales
- Ausencia de un contacto de agua
- Saturación de agua irreductible o sub-irreductible

“Sweetspots”

El mayor desafío para la exploración es encontrar los “sweetspots” dentro de una acumulación continua de gas, donde el gas pueda fluir a caudales comerciales.

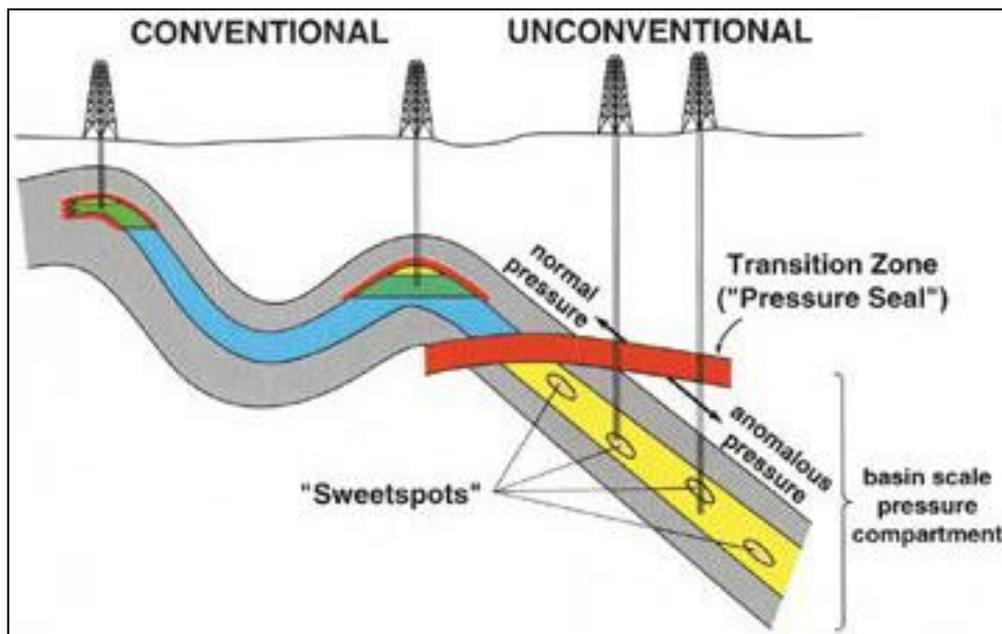


Figura 2.2. Esquema de los “sweetspots”.

Fuente: Presentación Apache. Workshop Tight Gas 2010. SPE

En los reservorios convencionales el reservorio de gas es de fácil acceso. Es decir, cuando un depósito es identificado, se perfora y el gas fluye naturalmente hasta el pozo, haciendo sencilla la tarea de llegar con el gas hasta la superficie. Esto se da básicamente porque el gas está circundado por roca permeable con poros relativamente grandes y bien comunicados.

En el caso del Tight Gas, la roca reservorio no es tan permeable. Esta falta de permeabilidad hace difícil que el gas fluya hacia el pozo, haciendo no económico su perforación. Entonces para obtener el Tight Gas es necesario encontrar un “Sweet spot”. Un “Sweet spot” es una zona donde gran cantidad de gas se acumula.

Otro punto importante a analizar es la relación entre la permeabilidad y la porosidad de la roca. Para comprender ello es que se comienza exponiendo el gráfico 2.3:

Caracterización de los reservorios

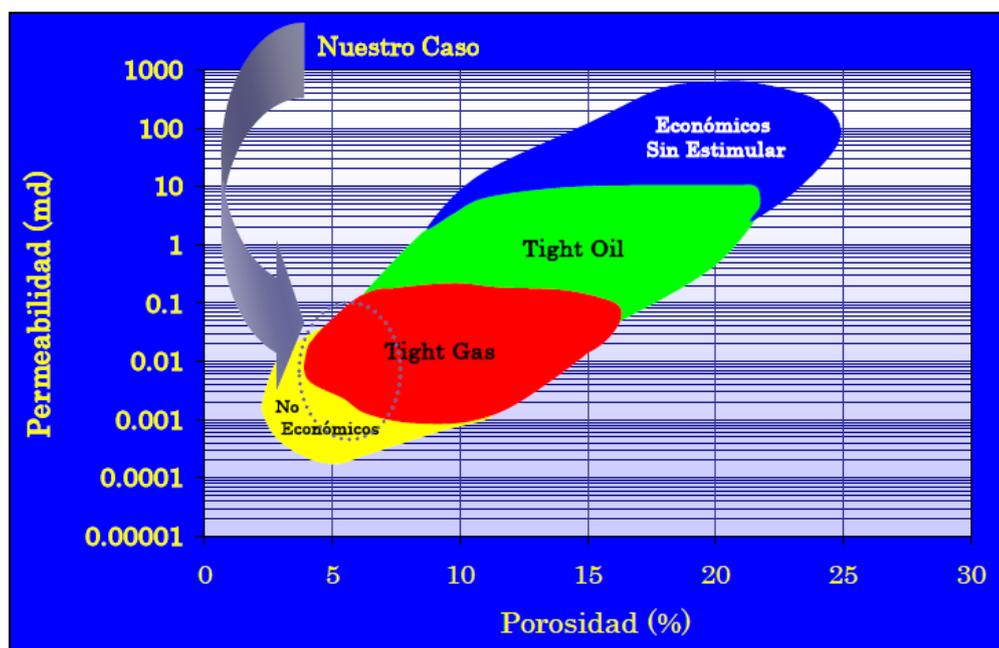


Figura 2.3. Caracterización de los reservorios en función de la permeabilidad y porosidad.
Fuente: Presentación Apache. Workshop Tight Gas 2010. SPE

En los reservorios convencionales, las permeabilidades varían entre 0.01 a 0.5 darcy, pero en los reservorios Tight, éstas características pueden ser tan bajas como una fracción de milidarcy o incluso pueden encontrarse en el rango de los microdarcy.

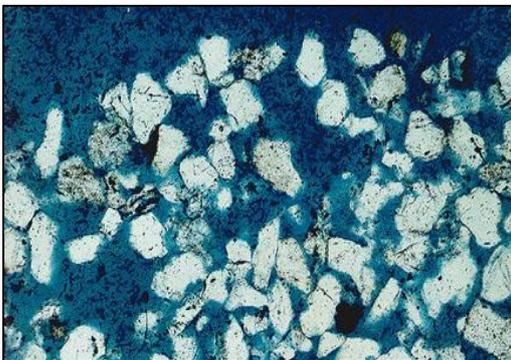
La roca reservorio puede ser caracterizada por dos parámetros: porosidad y permeabilidad.

- ✓ Porosidad: es el volumen de volumen poral dividido por el volumen total de la roca y expresa el volumen del espacio vacío en la roca.
- ✓ Permeabilidad: expresa la capacidad de la formación de transportar fluidos (líquidos o gas) bajo el efecto de un gradiente de presión o por gravedad.

A su vez la porosidad es un buen indicador del volumen de hidrocarburo potencial contenido en la roca y la permeabilidad provee información de la movilidad de los fluidos. Una roca puede ser caracterizada por buena porosidad pero sus poros pueden estar aislados entre si, lo cual no permite la circulación del fluido. Es decir, a mayor permeabilidad y porosidad la calidad del reservorio resulta mayor.

En el caso de los reservorios de Tight Sands, las rocas tienen ambas propiedades: baja porosidad y baja permeabilidad. Hasta el gas tiene dificultades de circulación. Para explotar los recursos de este tipo de reservorios es necesario crear zonas más permeables a través de fracturas para permitir al hidrocarburo circular.

Convencional



Tight Sands

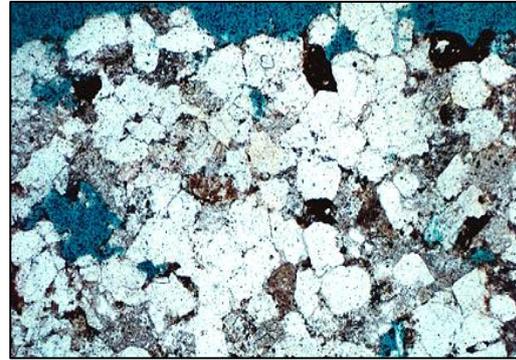


Figura 2.4. Representación de rocas convencionales y de Tight Gas Sands.

Fuente: "Análisis de la provisión futura de Gas a la Argentina". Lic. Barreiro. U.N Cuyo

Micrografía de una arena convencional y otra tipo "Tight Sand". Las áreas azules son los microporos. La permeabilidad es baja, menos de 0,1 md, 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.

En la muestra de la izquierda, las partes azules son poros cobreados a efecto de mostrar la cantidad de poros que tiene una formación convencional. Por su parte, en la muestra correspondiente a Tight Gas Sands, esta todo cerrado, compactado y la permeabilidad es baja, menos del 0,1 md, 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.

Como ya se expresó, los reservorios Tight Gas tienen baja permeabilidad y suelen estar a profundidades relativamente grandes. Asimismo, es común encontrar acuíferos por arriba de la zona con gas, debido a fenómenos capilares. Esta situación no es común en reservorios convencionales.

Para comprender cómo se comporta un pozo productor de Tight Gas, se presentan las siguientes curvas de producción típicas de un pozo Tight.

Curva de Producción de Tight Gas

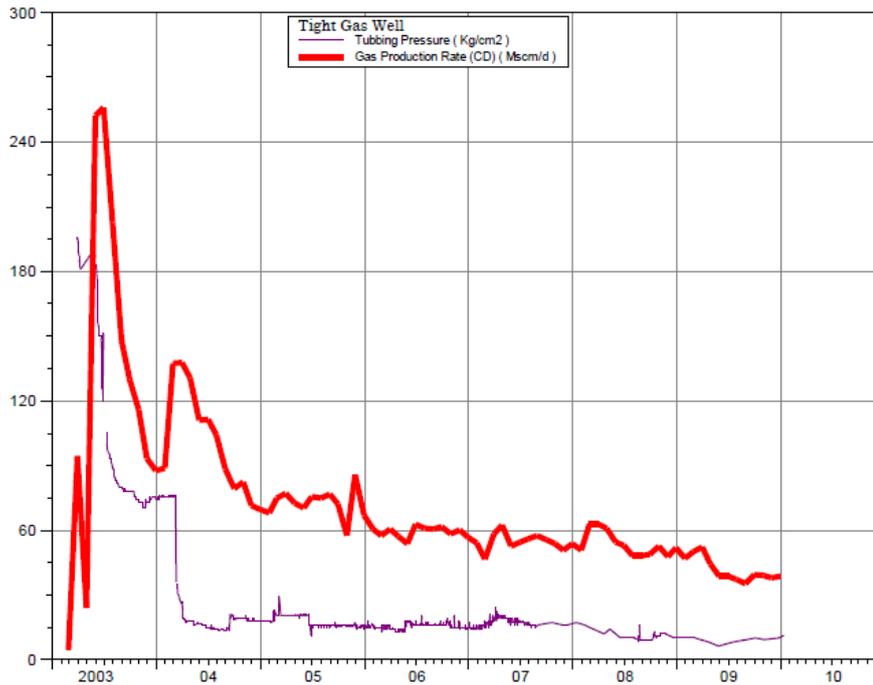


Figura 2.5. Curva de producción de un pozo Tight Gas.

Fuente: "Análisis de la provisión futura de Gas a la Argentina". Lic. Barreiro. U.N Cuyo

Características de la curva de producción:

- ✓ Fuerte declinación inicial del caudal y de la presión boca de pozo
- ✓ Los pozos pasan a media presión en menos de un año

Curvas de producción. Caso Real Pluspetrol

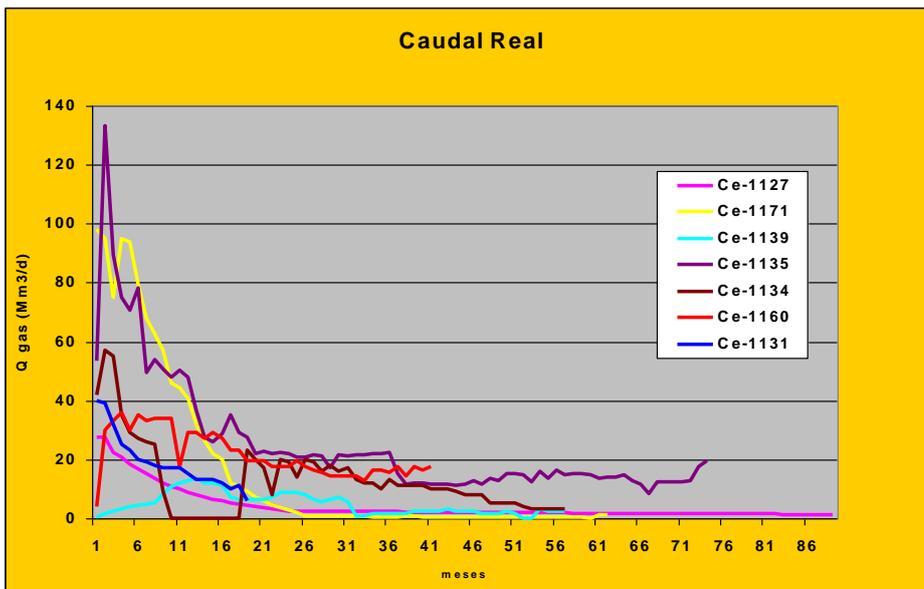


Figura 2.6. Curvas de producción de pozos reales. Pluspetrol.

Fuente: "Análisis de la provisión futura de Gas a la Argentina". Lic. Barreiro. U.N Cuyo

La figura 2.6 muestra el caudal real en siete pozos Tight Gas. La característica común entre todos estos pozos es que todos arrancan con un caudal inicial relativamente bajo, que luego de dos años de producción cae a valores muy inferiores a los iniciales. Esto es debido a que el yacimiento tiene baja permeabilidad y sufre una compactación poral importante, siendo su área de drenaje chica. El radio de drenaje de un pozo Tight puede no superar los 20 metros, contra 500 a 1000 metros de los pozos convencionales. Por este motivo, un pozo de Tight Gas, arranca produciendo poco y pasado los dos años prácticamente deja de producir. Los pozos del gráfico están situados en la cuenca neuquina.

Otras características de los reservorios Tight:

- Contactos de agua no evidentes
- Presiones anómalas
- En el Tight Gas no se pueden aplicar los mismos criterios que en los Reservorios Convencionales.
- Es clave trabajar con nuevas correlaciones de la sísmica 3D.
- Es indispensable caracterizar cada bloque, muestrear roca y fluidos, ajustar espaciamiento y tecnología a utilizar.

Problemas de los métodos tradicionales de cálculo de reservas

En esta sección se expondrán los problemas que surgen al aplicar las técnicas tradicionales de la Ingeniería en Reservorios para el cálculo de reservas de gas no convencional. La aplicación de los métodos tradicionales no es aplicable para la evaluación del Tight Gas:

- Los cálculos volumétricos tienen la imprecisión del área de drenaje, que es en general desconocida, y muchas veces también del espesor útil.
- El Balance de Materiales tiene la incertidumbre de las presiones promedio del reservorio, porque en general los pozos no se pueden cerrar por intervalos lo suficientemente largos como para obtener una buena estimación.

- El análisis declinatorio convencional, y específicamente el hiperbólico, es el que mejor reproduce el comportamiento de los pozos Tight Gas, pero no es preciso en su pronóstico.
- La simulación numérica de reservorios ya no se utiliza para simular la totalidad de un yacimiento, sino para pozos individuales. El cálculo de reservas más preciso para el Tight Gas es el Análisis de la Producción mediante el uso de Modelos. La teoría y los métodos de análisis de evaluación de reservas ya están desarrollados; la clave está en monitorear la calidad de los controles diarios de producción, caudales y presiones.

Técnica	Reservorio Convencional	Reservorio NO Convencional
Volumetría	Es preciso en reservorios continuos	Sólo se usa cuando no se cuenta con perforaciones
Balace de materiales	Es preciso en el período de depletación	NO se debe usar
Curvas de declinación	Declinaciones exponenciales	Declinaciones hiperbólicas
Modelo de reservorios	Simulación de yacimiento	Simulación individual de pozos

Figura 2.7. Técnicas de cálculo: Reservorio Convencional vs. No Convencional.

Fuente: "Pronósticos de producción de gas natural en campos maduros".Pluspetrol. Jornadas de Acondicionamiento de Gas. El Calafate. Octubre 2008.

II-3. Tecnologías necesarias para el desarrollo

Antes de comenzar a analizar cada una de las tecnologías aplicadas en reservorios Tight, es necesario entender qué es lo que se busca con las mismas. Es decir, se presentarán cuáles son los puntos clave que hay que prestar especial atención para poder alcanzar caudales comerciales en reservorios Tight.

Principales objetivos en el desarrollo de un Yacimiento Tight Gas:

- ✓ Acceso o contacto con todo el reservorio
 - La baja permeabilidad hace que la producción sea extremadamente baja → Necesidad de incrementar el área de contacto a fin de aumentar la producción total.
 - Necesidad de contactar las zonas con mejores características de reservorio (sweet spots).
- ✓ Drenaje de reservas
 - La mayor parte del tiempo la producción corresponde al estado transiente o transitorio. El pozo no ve los límites del reservorio. Necesidad de espaciamientos entre pozos reducidos a fin de drenar todas las reservas.
- ✓ Reducción de impacto ambiental, costos de perforación, completación y estimulación.
 - Menor espaciamiento entre pozos implica mayor densidad de pozos en superficie. Gran limitante.
 - Mayor cantidad de pozos implica también mayores costos de perforación, completación y estimulación.

Para aprovechar mejor las características de este recurso, será necesario realizar un esfuerzo tecnológico. El desarrollo de nuevas técnicas ingenieriles permitirá aumentar los niveles de producción del Tight Gas.

Otro punto que resulta necesario mencionar, es que estos reservorios no se comportan como los tradicionales. Es decir, cada pozo es un caso particular y por esta razón hay que romper los paradigmas de estudios o resultados anteriores.

Debido a las características explicadas anteriormente, el desarrollo de un Yacimiento Tight debe basarse en el uso de tecnologías de punta para poder

alcanzar la certeza en el momento de la operación y obtener los resultados deseados. Por esta razón es que se explicarán brevemente cuáles son estas tecnologías que se aplican en desarrollo de pozos Tight Gas. Cada una de estas tecnologías dan una solución a dificultades específicas que tienen los Yacimientos Tight Gas.

Tecnologías:

- ✓ Trepanos PDC
- ✓ Fracturas hidráulicas
- ✓ Agentes de sostén poliméricos
- ✓ Microsísmica
- ✓ Pozos en cluster
- ✓ Pozos horizontales
- ✓ Optimización mediante modelos integrados.

El análisis detallado de cada una de las tecnologías está expuesto en el Anexo III⁶.

Viabilidad de aplicación de las tecnologías en la Argentina

Hoy en día muchas de estas tecnologías existen, sin embargo su aplicación local es limitada debido a los altos costos, los cuales no permiten que el proyecto sea viable por tener precios muy bajos. El desafío para el futuro será introducir estas tecnologías a los proyectos y así viabilizar el desarrollo de los reservorios Tight Gas aprovechando todo su potencial.

Es interesante mirar los pasados 20 años de producción de Tight Gas en los Estados Unidos y analizar cuáles fueron los principales factores que llevaron a duplicar la producción anual. Los factores decisivos fueron dos:

1. Incentivos al precio del gas
2. Impacto de nuevas tecnologías

La siguiente tabla resume el impacto que tuvieron estas tecnologías en EEUU al introducirlas en proyectos de Tight Gas.

⁶ Ver Anexo III.

Perforación desbalanceada	•Aumento en 5% del costo del pozo
Perforación en PAD	•Reducción en 5% del costo del pozo
Fractura hidráulica	•Aumento en 40% del costo del pozo

Todas las consideraciones en cuanto a la política de precios y el impacto que tiene este en la viabilidad de los desarrollos Tight será analizado en los capítulos siguientes.

En las próximas décadas, la producción de formas no convencionales de gas se convertirá en un punto importante del abastecimiento energético mundial, más aún cuando la producción de fuentes convencionales entre en la etapa de declinación. Para prepararse para este futuro, es importante que la industria de los hidrocarburos haga foco en las tecnologías que serán necesarias para seguir con el desarrollo de los reservorios no convencionales.

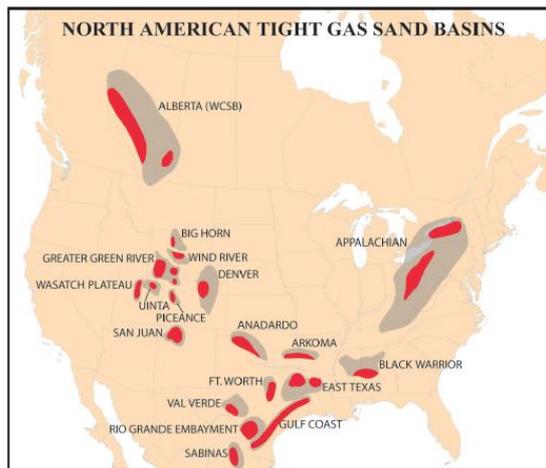
II-4. Características de un caso exitoso en EEUU

A continuación se describen las principales características de la explotación de un campo de Tight Gas en EEUU. El objetivo es poder extrapolar algunas características de lo ocurrido en EEUU con los proyectos pilotos evaluados en Argentina.

El campo Jonah adoptado como campo ejemplo comenzó a desarrollarse a principios de los años 90, situado en el sur del Condado de Sublette, a unos 35 kilómetros al sur de Pinedale. Después de haber sido "redescubierto" a principios de 1990 fue anunciado como uno de los más importantes descubrimientos de gas natural en el segunda mitad del siglo veinte. Jonah representa un punto de inflexión en la producción de gas natural debido a que el gas está atrapado en arenas del tipo Tight.

A continuación se muestran algunas características del campo Jonah:

Campo Jonah



GENERALIDADES

- Cuenca: Green River Basin
- Reservorio: Lance
- Tipo: Tight gas
- Edad: Cretacico Sup
- Ambiente: fluvial-reservorios discontinuos, alternancia arena arcilla
- Profundidad: 2280-3800m

LOS RESERVORIOS

- Espesor Total: 670-900 m
- Espesor Neto (N/G): 150-300 m (30%)
- Espesor Capa promedio: 7 m
- Radio drenaje: 20-40 acres, poca a ninguna interferencia en Jonah

- Mineralogía (corona): Qz 80%
- Porosidad (corona-cond.norm.): 4-12%
- Permeabilidad(corona-cond.norm.): 0.001–1 md
- Presiones: sobrepresionado
- GOR: 11.6 bbl/MMcf gas
- BHT: 210°F a 3400m
- Producción Acumulada Gas: 891 BCF (25 MMMm³g)
- GOIS: 8.3 TCF (235 MMMm³g)
- EUR: > 3 TCF
- Producción diaria gas: 705 MMcf (20 MMMm³g)
- Pozos completados: 530
- Distanciamiento: pasando de 20 a 10 acres

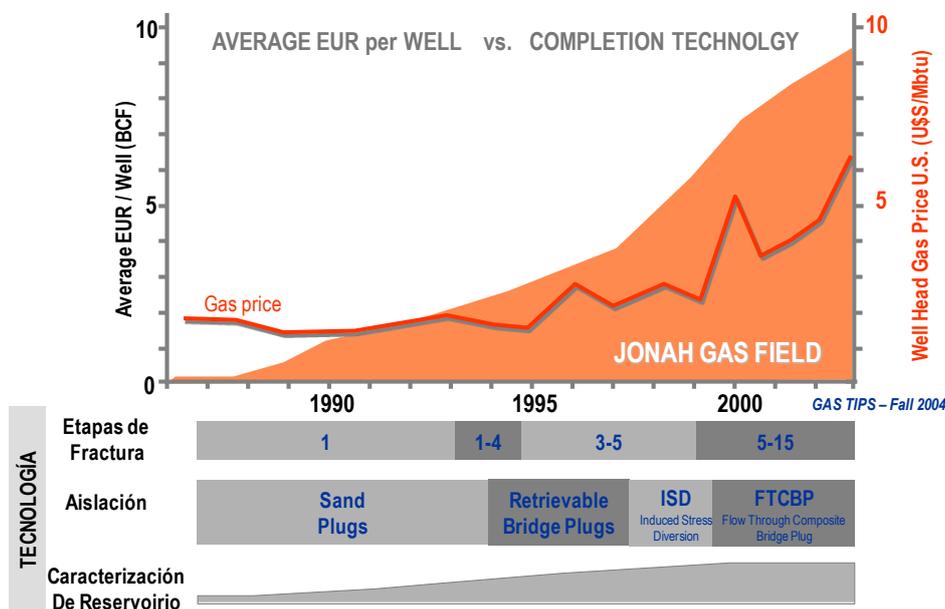


Figura 4.1. Principales indicadores del Proyecto Jonah.

Fuente: "Desarrollo de Tight Gas en Argentina Punta Rosada". Eduardo Sarmiento. PESA. IAPG

Al analizar el gráfico 4.1 donde se muestra la evolución del Proyecto Jonah se pueden destacar dos puntos fundamentales. El primero tiene que ver con los factores tecnológicos involucrados. Es decir se puede observar cómo a partir de la mayor inversión en tecnologías, por ejemplo a través de fracturas, la producción asciende alcanzando caudales que convierten al proyecto en factible desde el punto de vista económico.

La segunda conclusión tiene que ver con las propiedades del mercado; en este punto vamos a hacer foco en el precio. Se puede observar que el precio fue determinante en el éxito de este proyecto. A medida que el mismo iba escalando, las inversiones eran viables lo cual traía como consecuencia un aumento en los caudales de producción. La correlación de estos dos puntos, tecnología y precio, con los proyectos en la Argentina será desarrollada en la sección III.6.

II-5. Descripción de algunos proyectos piloto desarrollados en Argentina

En esta sección se expondrán las principales experiencias de proyectos Tight gas en el territorio nacional. El objetivo es describir los principales aspectos de los proyectos y entender cuáles fueron las principales dificultades y qué herramientas se utilizaron para que los mismos sean exitosos.

Total Austral: Proyecto Aguada Pichana

El bloque Aguada Pichana se encuentra ubicado en la parte central de la Cuenca Neuquina. En el mismo se ubican los yacimientos gasíferos de Aguada Pichana Main y Aguada Pichana Norte operados actualmente por Total Austral. El reservorio principal del bloque es la formación Mulichinco. Hacia el oeste del bloque las características petrofísicas se van degradando notablemente entrando en el dominio de las Tight Sands.

Para intentar evaluar esta zona y proponer un desarrollo de la misma, se construyó un modelo geológico a partir de:

- conocimiento del modelo depocisional regional
- datos de pozo (registros eléctricos, control geológico, ensayos)
- análisis de coronas (CCA & SCAL's) y su descripción sedimentológica
- la impedancia sísmica como guía de la distribución de facies

Total ha completado en 2008 un proyecto piloto único en el yacimiento de Aguada Pichana para desarrollar, evaluar y validar la herramienta de la Microsísmica para el mapeo de las fracturas hidráulicas para los reservorios de Tight Gas.

En este proyecto piloto se han comparado los resultados de fracturas con distintos agentes de sostén. El objetivo de este piloto es evaluar los beneficios potenciales de diferentes técnicas de fractura. El mapeo de las fracturas fue realizado con la técnica de Microsísmica antes explicada.

Los resultados obtenidos en las diferentes fracturas con distintos agentes le han permitido a la empresa tener el conocimiento certero de cómo reacciona la formación frente a diferentes técnicas de fractura.

Pluspetrol: Formación Molles Yacimiento Centenario

El yacimiento Centenario se encuentra ubicado en la Cuenca Neuquina, dentro del área urbana de las ciudades de Neuquén y Plottier. República Argentina. Descubierta en 1960 por la Cía. Y.P.F, y operado por la Cía. Pluspetrol desde 1977, su explotación fue inicialmente petrolífera. En 1998 se comenzó con el desarrollo de los niveles gasíferos en litologías de baja permeabilidad (tight) pertenecientes a la Fm. Los Molles, en conjunto con la Fm .Lajas (reservorios convencionales) incrementándose la producción de Gas de 1.2 MMm³/d a 5.0 MMm³/d.

Los niveles productores de la Fm. Los Molles se encuentran enmarcados dentro del tipo de reservorio no convencional Tight Gas Sand. La petrofísica constituye uno de los puntos vitales en la evaluación y desarrollo de este tipo de reservorios. Para la evaluación de los perfiles se integró toda la información disponible: control geológico, coronas, ensayos a pozo abierto y entubado. De esta manera se sentaron las bases para los estudios posteriores de geología, ingeniería de reservorio y producción.

Gracias al avance del conocimiento petrofísico de la Fm. Los Molles y a la aplicación de nuevas técnicas de estimulación se ha logrado conseguir mejores producciones de gas, como así también corroborar que el reservorio no solo aporta gas sino también condensado.

Más allá de los datos geológicos de la formación, lo que se destaca principalmente de este proyecto es la utilización de técnicas estadísticas para la determinación de los niveles de producción. A continuación se realiza una breve descripción de la aplicación de técnicas estadísticas:

➤ **Análisis de datos históricos:**

El yacimiento presenta una importante historia de producción de la Fm Molles lo que es una herramienta valiosa para analizar el comportamiento de los pozos.

Dada las características del reservorio (alta heterogeneidad areal y vertical) y el grado de avance de los estudios de caracterización (en etapa inicial), la metodología de cálculo estadística se presenta como una herramienta adecuada para el análisis de datos históricos y su proyección para estimar su comportamiento futuro.

El objetivo de este estudio fue determinar los volúmenes de gas in situ y el potencial recuperable de la Fm. Los Molles, cuantificando productividad de los pozos, perfil de producción e instalaciones de superficie necesarias.

Características de la formación:

- Areniscas y conglomerados de tipo aluvial y fluvial de una considerable energía de transporte.
- Reservorios profundos entre 3000 m y 4000 m.
- Espesores útiles variables entre 40 m y 200 m.
- 54 pozos de Los Molles producen 1.2 MMm³/d gas y acumularon 5,057 MMm³.
- La producción de Los Molles se realiza en conjunto con Lajas y Quintuco.
- Para producir Los Molles es necesario realizar fracturas hidráulicas.
- El pozo tipo de Molles del área conocida tiene una acumulada de 75 MMm³ de gas.

➤ **Tareas desarrolladas en el proyecto:**

- Análisis de acumuladas actuales. Mapas de Burbujas
- Zonificación de zonas de baja productividad. Selección de pozos llave para análisis con modelo numéricos a escala de pozo y análisis de las estimulaciones realizadas.
- Determinación de las recuperaciones finales de un grupo de pozo representativo de las zonas de baja y alta productividad.
- Obtención de distribuciones estadísticas de caudales iniciales, declinación (Di, b) y recuperación final => Pozo tipo estadístico.
- Comparación con modelo numéricos a escala de pozo.
- Pronósticos de Producción probabilístico
- Cálculos económicos, distribución estadística de indicadores.

➤ **Estimación de la productividad de los pozos:**

Se consideró la producción histórica de los pozos en producción para determinar un comportamiento estadístico y se modelaron tres pozos para validar historias de producción y estimar comportamiento futuro a partir de la apertura de los niveles que no están en producción de la fm. Molles.

➤ **Pronósticos de Producción probabilísticos:**

Dada las características del reservorio (alta heterogeneidad areal y vertical) y el grado de avance de los estudios de caracterización (en etapa inicial), la metodología de cálculo estadístico se presenta como una herramienta

adecuada para el análisis de datos históricos y su proyección para estimar su comportamiento futuro.

Es una herramienta útil para los estudios de diseño (a nivel de anteproyecto) de las instalaciones de superficie ya que es posible trabajar con rangos de producciones posibles cuando la incertidumbre asociada es alta. Permite poner bajo análisis las principales incertidumbres y cuantificar su incidencia sobre los indicadores económicos del proyecto.

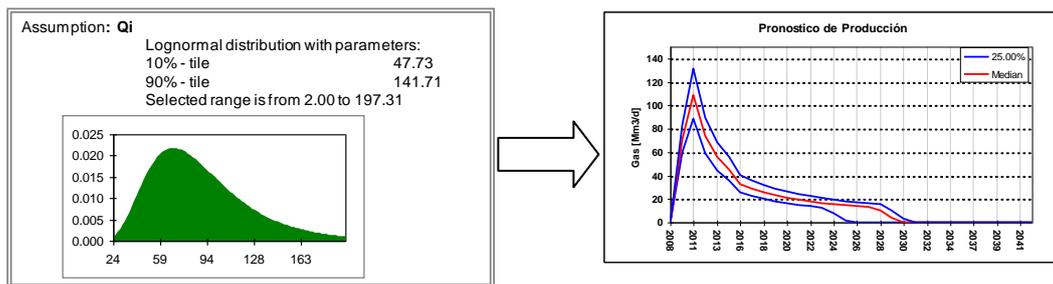


Figura 5.1

Fuente: “Pronósticos de producción de gas natural en campos maduros”. Pluspetrol. Jornadas de Acondicionamiento de Gas. El Calafate. Octubre 2008.

Una vez evaluadas y probadas las técnicas, y determinado el potencial productivo se definirá el plan de desarrollo integral del proyecto, en forma escalonada y en módulos (clusters) de 4 a 10 pozos c/u, con el objetivo de cubrir toda el Área que resulte de interés.

Desarrollo del proyecto en clusters

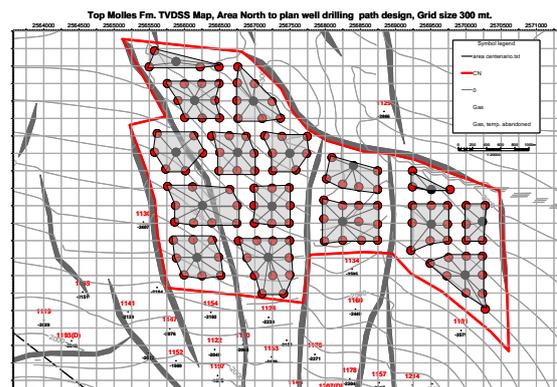


Figura 5.2. Pozos perforados en cluster.

Fuente: “Pronósticos de producción de gas natural en campos maduros”. Pluspetrol. Jornadas de Acondicionamiento de Gas. El Calafate. Octubre 2008.

Para el desarrollo de estos reservorios es necesario reducir distanciamiento para alcanzar el factor de recuperación aceptable, dependiendo de la

rentabilidad del proyecto. Por este motivo es que se recurrió a la perforación por cluster (PAD).

Factor de recuperación vs distanciamiento

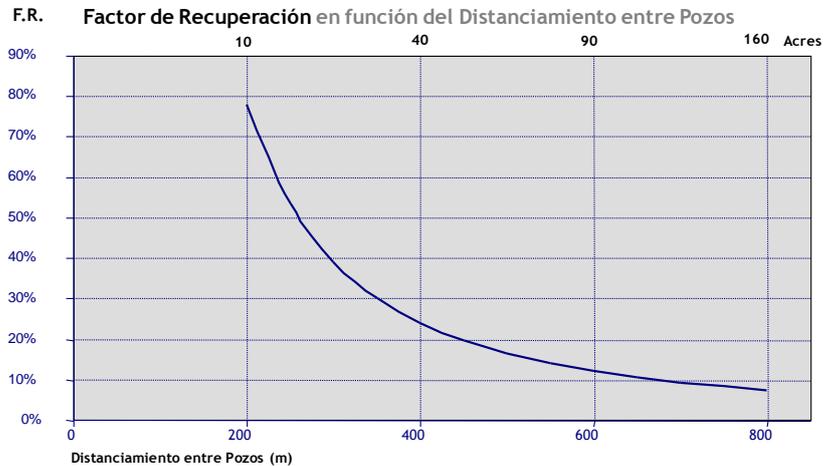


Figura 5.3. Factor de recuperación vs. distanciamiento.

Fuente: "Pronósticos de producción de gas natural en campos maduros". Pluspetrol. Jornadas de Acondicionamiento de Gas. El Calafate. Octubre 2008.

➤ Conclusiones del Proyecto:

- En la etapa inicial del estudio de caracterización de las arenas compactas, la metodología de cálculo estadístico es adecuada para el análisis de datos históricos y su proyección para estimar su comportamiento futuro.
- El éxito en el desarrollo de estos reservorios depende de la incorporación de nuevas tecnologías de perforación y completación.
- Todo esto requiere de un precio del gas que haga rentable los proyectos, con lo que se lograría convertir recursos contingentes en reservas de gas.

Petrobras Energía S.A: Proyecto Punta Rosada

La Formación Punta Rosada se ubica en el área Río Neuquén, en la cuenca Neuquina



- Pozos perforados: 7
- Pozos productores: 5
- Pozos en producción: 5
- Gas Diario: 67,5Mm³/d
- Gas Acumulado: 356 MMm³

En dos Pozos Perforados:

- Se probó la productividad de 400m de Punta Rosada Medio, sin producir agua.
- Se aplicó la nueva tecnología de punzado y fractura para completar 11 etapas de fractura
- Se usaron exitosamente los tapones FTCBP para minimizar daño de formación, maximizando flowback

Costos:

- Los costos son todavía muy altos al comparar servicios similares ofrecidos en otras regiones, y ponen un peso de importancia para una industria aún marginal
- A medida que se desarrolle el mercado de Tight Gas, se espera que las economías de escala reducirán estos costos
- Los campos de Tight Gas requieren gran cantidad de pozos, lo que hace que la cadena logística de abastecimientos y el impacto ambiental sean factores para los que se necesitará adecuada planificación.

YPF: Proyecto Lajas

Durante el año 2008 se llevó a cabo un proyecto piloto en las areniscas de baja permeabilidad de la Formación Lajas, en el área de Cupen Mahuida, Cuenca Neuquina. Esta formación en el área del proyecto consiste de una secuencia con un espesor total promedio de 860 metros, de ambiente marino somero a fluvial. El reservorio tiene una permeabilidad promedio de 0,01 mD y una porosidad del 7%. Para el comienzo del proyecto ya había sido probada la existencia de volúmenes considerables de gas en este reservorio, hasta el momento no explotados. Este reservorio necesita ser estimulado mediante fracturamiento hidráulico para obtener un nivel de producción aceptable. Como el crecimiento de las fracturas no puede ser definido solamente por parámetros geomecánicos estimados de los perfiles, el proyecto incluyó la adquisición de microsísmica para el monitoreo de algunos de los trabajos de fractura. El objetivo fue determinar la geometría de las fracturas para a su vez establecer la efectividad del tratamiento, y así realizar una mejor evaluación de la productividad de las fracturas “reales”.

En los primeros días de Julio de 2008 comenzó la adquisición de la microsísmica para uno de los pozos del piloto desde un pozo preexistente adecuadamente ubicado. A pesar de ciertas restricciones que hubo debido a la ubicación de los geófonos, fue posible la detección de eventos microsísmicos en 5 de las 6 fracturas realizadas, con suficiente cantidad de eventos para una buena caracterización. La integración de los datos microsísmicos obtenidos, al ajuste de presiones, la sísmica 3D, la petrofísica, los perfiles de imagen y los perfiles de producción (PLT) permitieron no solo interpretar el comportamiento de las distintas técnicas de fractura sino también varios aspectos geológicos, como el rol de una falla cercana actuando como sello para el crecimiento de la fractura, la posible presencia de fracturas naturales, la verificación de la dirección de stress horizontal máximo y contribuyeron para comprender el comportamiento del drenaje en simulaciones dinámicas.

II-6. Extrapolación de características comunes con las cuencas extranjeras

Tras haber analizado un grupo de proyectos desarrollados en Argentina y el proyecto del campo de Jonah en EEUU se pudieron alcanzar algunas conclusiones. En EEUU el precio fue el motor que permitió la introducción de las tecnologías de última generación en los proyectos para poder aumentar el nivel de producción de los pozos y asegurarse caudales comerciales. Este punto es el concepto fundamental que se estudiará en el capítulo siguiente, ya que en la Argentina vienen existiendo desde hace un par de años signos de una política de precios diferenciados a partir del lanzamiento del programa Gas Plus, pero el objetivo es alcanzar un marco político-económico favorable y sustentable para el desarrollo de este tipo de proyectos.

Desafíos de los reservorios Tight:

- ✓ Difícil determinación de espesores útiles y de agua de saturación.
- ✓ Requieren fracturas hidráulicas para ser comercialmente viables.
- ✓ Los volúmenes de los depósitos de Tight Gas pueden ser muy grandes, en comparación con los reservorios convencionales.
- ✓ La exploración del Tight Gas implica aplicar nuevas tecnologías con mucha inversión y alto riesgo.
- ✓ El problema no reside en encontrar o no gas, sino en que el caudal sea comercial. Por esta razón es clave encontrar los “sweet spots”.
- ✓ Se requieren RRHH altamente especializados que trabajen en equipos multidisciplinarios para poner en producción y convertir en reservas los recursos del Tight gas.

Comentarios finales:

El Tight Gas requiere del uso de las nuevas tecnologías y también de alguna combinación de precios e incentivos fiscales que impulsen su desarrollo. Los volúmenes de los depósitos del Tight Gas en Argentina pueden ser muy grandes, algunas estimaciones de estos recursos llegan a valores cercanos al de las reservas comprobadas de gas actuales. Por esta razón, las Alianzas entre compañías de Servicio, Productoras y Universidades para realizar estudios, compartir tecnología, pruebas pilotos, etc., pueden ser caminos que faciliten estos desarrollos. Es decir, se requieren recursos humanos altamente especializados para convertir en reservas y poner en producción los recursos del Tight Gas.

CAPÍTULO III: ANÁLISIS DEL PRECIO DE GAS

III-1. Introducción

Como se viene analizando, se ha encontrado que el precio y la tecnología son los dos componentes más importantes en los proyectos de Tight Gas. Esto es así debido a que con tecnologías avanzadas se alcanzarán caudales comerciales y con precios razonables el proyecto será viable. En el capítulo anterior se estudió el conjunto de tecnologías que permitirán elevar los caudales de los pozos Tight Gas. Ahora, en esta sección se enfocarán los esfuerzos en analizar el precio de gas en boca de pozo (PGBP) para el mercado del gas y entender cuáles son las políticas que se están aplicando para viabilizar el desarrollo del Tight Gas en la Argentina.

Ya con el análisis de la tecnología y el estudio del precio se estará en condiciones de hallar, en el capítulo IV, el precio de equilibrio para los proyectos de Tight Gas en la Argentina. Es decir, encontrar el precio base a partir del cual los proyectos serían económicamente viables.

III-2. Precio gas en boca de pozo, evolución

Para comenzar a analizar el precio del gas es necesario entender como ha sido la historia del mismo y entender los hitos fundamentales que existieron. Los impactos fundamentales en la evolución del precio se han dado principalmente por decisiones en los aspectos regulatorios.⁷

Se denomina “precio de gas en boca de pozo” al valor que acordaron el productor y el comprador del gas en el Punto de Inyección al Sistema de Transporte (PIST). Para comprender como se forma este precio, resulta indispensable analizar la evolución del mismo a lo largo del tiempo. Por esta razón es que se presenta el gráfico 2.1, donde se expone la evolución del PGBP desde 1993 hasta la actualidad.

Evolución del PGBP

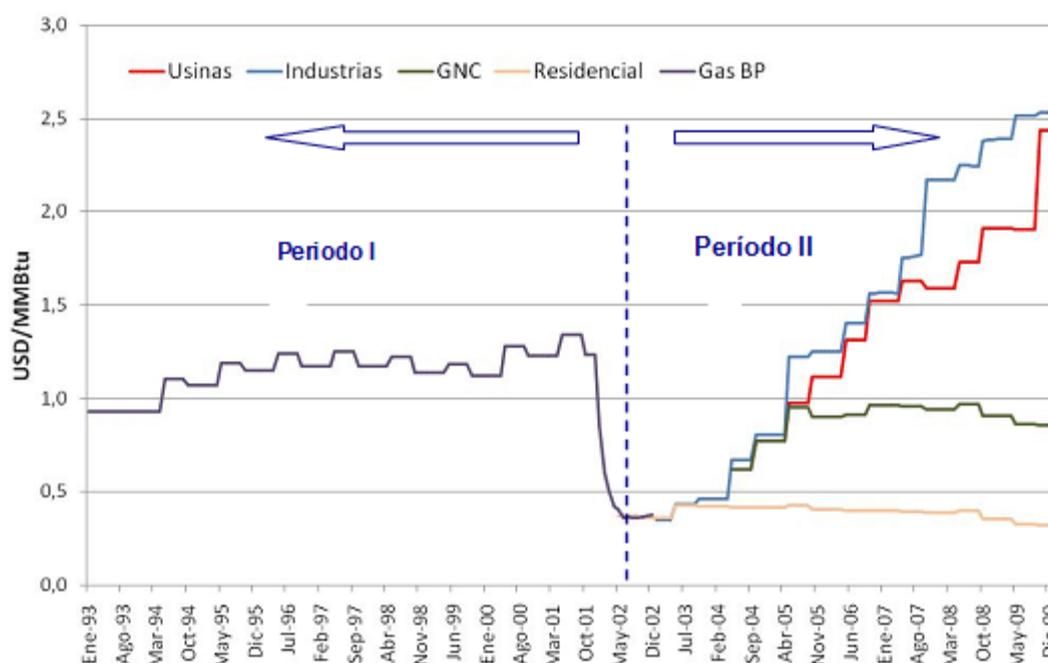


Gráfico 2.1. Evolución del PGBP. Serie 1993 - 2009

Fuente: UIA

El gráfico 2.1 permite visualizar los diferentes precios promedio del Gas Natural en Boca de Pozo (PGBP) que paga la demanda de acuerdo a su categorización (Enero de 1993 - Diciembre de 2009). En el mismo se muestra la evolución del PGBP, siendo este valor el promedio (teniendo en cuenta las cuencas productivas), que se paga en el PIST y su unidad de medida es US\$/MMBTU. Al PGBP se le debe sumar el costo del Transporte (gasoductos Troncales) y el de la Distribución para llegar al costo del usuario

⁷ El Cuadro 1, del Anexo IV resume los aspectos regulatorios más trascendentales en el precio.

final antes de impuestos. Pero este análisis solo abarcará el precio en boca de pozo ya que se hace desde la perspectiva del operador.

Al analizar el gráfico 2.1 se evidencian dos periodos bien diferenciados, el período I y el período II:

Período I

En el Período I se representa la evolución del PGBP promedio mediante una sola línea. Esto es debido a que desde 1993 hasta el 2002 ENARGAS publicaba el precio por cuenca luego de la Audiencia Publicas que periódicamente convocaba el Ente. En estas audiencias participaban Productores, Distribuidores, Transportistas y Usuarios.

Es decir, desde la privatización del mercado del gas hasta el año 2002, el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) publicó dos veces al año los precios de gas en boca de pozo (“precios de referencia”) para las principales cuencas (Noroeste, Neuquina y Austral). Estos precios ponderaban los volúmenes asociados a los contratos de largo plazo que los clientes (industriales, centrales, distribuidoras) celebraban con los productores. La publicación semestral se realizaba con el objetivo de establecer los precios de referencia a ser aplicados a las tarifas finales durante el período invernal y el estival.

Una vez determinados los valores, las distribuidoras los trasladaban a los respectivos cuadros tarifarios (pass through). Durante este período los Grandes Usuarios que compraban el gas por su cuenta, obtenían precios menores que los fijados por ENARGAS.

ARGENTINA: PRECIOS PROMEDIO POR CUENCA (U\$\$/MMBTU)											
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
NEUQUINA	1.15	1.17	1.28	1.31	1.33	1.32	1.28	1.35	1.45	0.45	0.50
AUSTRAL	0.97	0.97	0.97	0.96	0.97	0.96	0.94	0.99	1.04	0.32	0.35
NOROESTE	1.05	1.06	1.16	1.21	1.22	1.19	1.13	1.14	1.20	0.38	0.40

Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

Tabla 2.1. Precios promedio por cuenca.
Fuente: ENARGAS

Al analizar la tabla 2.1 de precios, se puede apreciar que el PGBP en la cuenca neuquina siempre fue el de mayor costo, esto es debido al sistema de fijación de precios que se utiliza. Para visualizar un poco mejor esto se presenta el gráfico 2.2 con los precios por cuenca productiva.

Precio promedio por cuenca

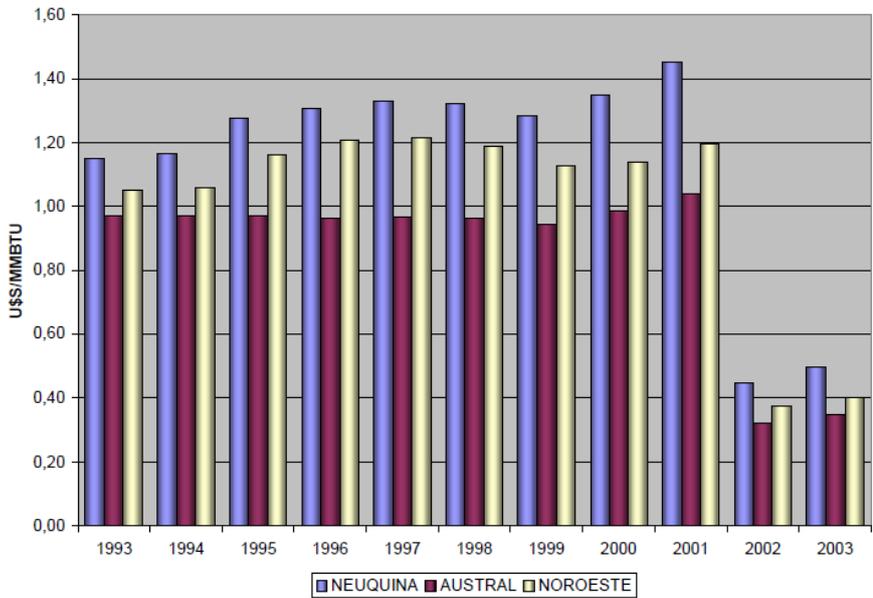


Gráfico 2.2. Precio promedio por cuenca.
Fuente: ENARGAS

En el gráfico 2.2 se puede observar que la diferencia porcentual entre los precios de las cuencas se mantiene a lo largo de los años. La explicación del diferencial de precios entre cuencas se produce por el impacto de las tarifas de transporte en el precio de gas en el city gate Buenos Aires (“netback”). Las tarifas de transporte son proporcionales a la distancia, en tanto el precio de gas en boca de pozo sumado a la tarifa de transporte debe igualarse en el centro de mayor consumo que es Buenos Aires. De allí que la Cuenca Neuquina presente el mayor precio en boca de pozo, seguida por las cuencas noroeste y austral. La diferencia de precio del gas entre las cuencas es justamente la diferencia entre el costo de transporte desde la cuenca correspondiente hasta Buenos Aires.

El gráfico 2.3 resume la explicación del precio netback:

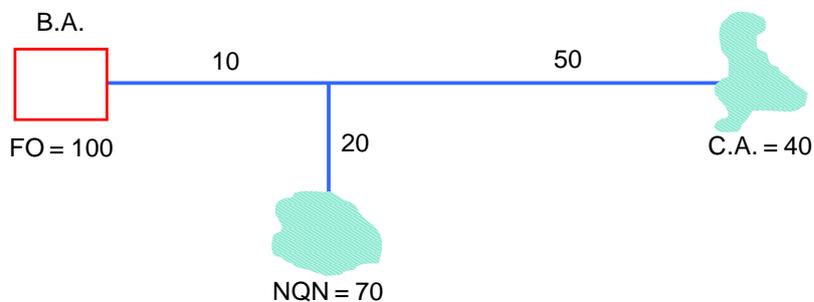


Gráfico 2.3. Diagrama precio netback
Fuente: Jornada de Economía de Petróleo y Gas Society of Petroleum Engineers

Período II

El Período II es a partir de la devaluación del peso argentino. Durante el período 1991-2001 la Argentina tuvo su moneda atada al dólar estadounidense en paridad. Desde Enero 2002, a partir de la devaluación de la moneda, la pesificación de los contratos y el congelamiento de las tarifas de transporte y distribución, los precios del gas en boca de pozo para el mercado interno quedaron automáticamente congelados y pesificados.

Se produce una caída en el valor del PGBP para luego tomar un sendero creciente. Cambia la metodología y el valor depende del tipo de usuario. Es decir, se produce una clasificación de la demanda en diferentes grupos. Un par de años más tarde el gobierno comenzó a tomar una serie de medidas para restablecer la competitividad de los precios.

En el gráfico 2.1 se desagregan cuatro grandes tipos de usuarios: Usinas Termoeléctricas, Industrias, GNC y Residencial.

Para comprender un poco mejor la manera en que la salida de la convertibilidad afectó a los precios se presenta el gráfico 2.4 donde se encuentran graficados los precios constantes y corrientes del gas.

Evolución de los precios corrientes y constantes del gas en boca de pozo

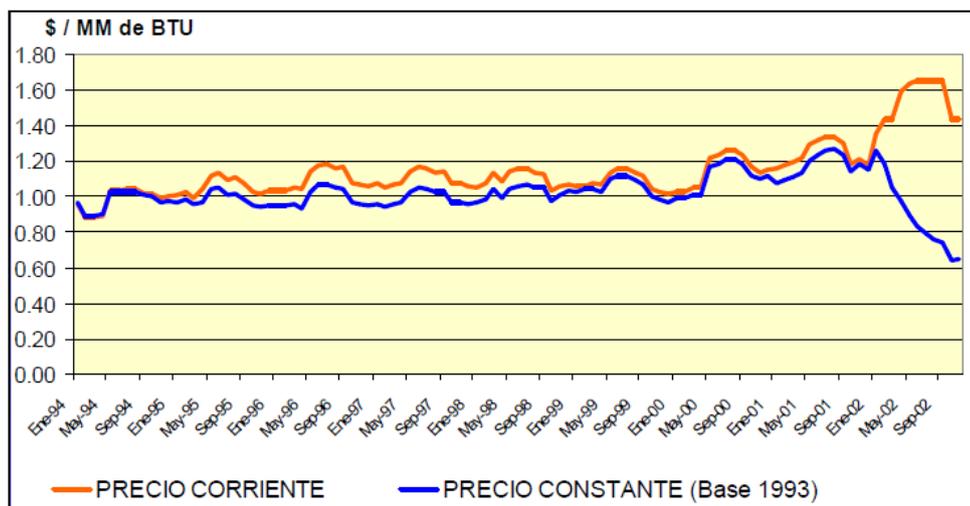


Gráfico 2.4. Precio de gas en boca de pozo corriente vs. constante

Fuente: "Análisis de la provisión futura de gas a la Argentina". U.N. Cuyo.E. Barreiro.

Gas Natural Boca de Pozo	1994-2001	2002	1994-2002
Precios corrientes	22%	7%	50%
Precios constantes	19%	-48%	-33%

A partir del gráfico 2.4 se puede observar que el precio constante y corriente siguieron un camino similar desde el 94' hasta el 2001. Ya con la devaluación del peso frente al dólar, el valor real del precio cayó en un 48% cuando en 7 años había aumentado en un 19%. Este hecho golpeó en gran medida la industria del gas. Hay que recordar que gran parte de los costos operativos e inversiones no pesificaron sus valores, lo cual hizo más complicado aún el panorama⁸.

Tras este hecho particular y a partir de medidas impulsadas por el gobierno, junto a la respuesta del mercado, el precio volvió a tomar un sendero de crecimiento.

A continuación se resumen algunas de las medidas impulsadas por el estado para recomponer el precio del gas, las que han afectado a todos y cada uno de los participantes de la industria.

- Segmentación de la demanda
- Acuerdos y regulaciones transitoria para recomponer los precios a niveles sustentables. Distintos senderos de recomposición de acuerdo al tipo de usuario. (Decreto 181/04 y Resolución MPFIPyS N° 208/04).
- Desarrollo simultaneo del Mercado Electrónico de Gas. (Decreto 180/04 Capitulo II).
- Mercado Mayorista de Gas: Mayor intervención en el Corto Plazo, probable menor intervención en el pass through en el mediano plazo. (sujeto a funcionamiento del MEG).
- Esquema de normalización del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte.
- Creación del Mercado electrónico de gas (MEG).(Dto.180 TituloII art.6to)
Funciones:
 - ◆ Transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria de gas natural.
 - ◆ Coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario o inmediato (mercados "Spot") de gas natural y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural.

⁸ En el Anexo V se resumen algunos hechos que impactaron en el PGBP en el período II.

- ◆ Mercados que operan en el MEG:
 - ✓ Mercado spot de gas.
 - ✓ Mercado a término de gas. Opcional con posibles garantías de pass through automático.
 - ✓ Mercado city gate de gas
 - ✓ Capacidad disponible de transporte (interrumpible).
 - ✓ Capacidad remanente de transporte
 - ✓ Reventa de capacidad firme

Luego de este período de transición el PGBP retomó su senda de crecimiento para estabilizarse durante los últimos años en torno a 2 U\$S/MMBTu en promedio. El gráfico 2.5 refleja claramente el crecimiento del PGBP luego del 2002.

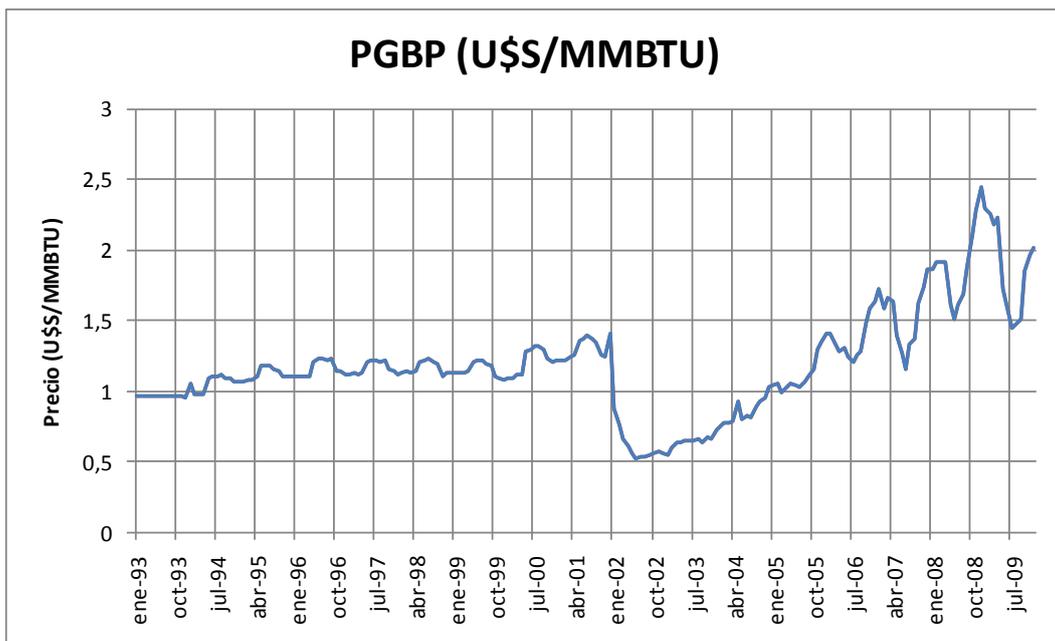


Gráfico 2.5. Evolución PGBP.
Fuente: elaboración propia a partir de datos de la SEN.

El gráfico 2.5 muestra la recuperación que tuvo el PGBP luego de la devaluación del peso argentino. Ahora resulta necesario entender cuál es el orden de magnitud del PGBP. Es decir, hay que compararlo con los precios internacionales para entender cómo es su posicionamiento a nivel global y si el mismo es lo suficientemente atractivo para poder encarar proyectos exploratorios y desarrollo de recursos no convencionales como el Tight Gas. Este posicionamiento se desarrolla en la sección siguiente.

III-3. Precio gas nacional vs precio internacional

Más allá del movimiento del precio del gas a nivel nacional, resulta interesante analizar cuál es el precio del mismo a nivel internacional. Si bien a nivel internacional todavía no existe un precio de gas universal como el caso de WTI para el petróleo, se toma como referencia internacional el precio de gas natural Henry Hub.

A continuación se realizará un posicionamiento del precio de gas nacional en boca de pozo con respecto al internacional. En primera medida se expone la evolución del Henry Hub y su correlación con el WTI.

Evolución Precio Gas Natural Henry Hub

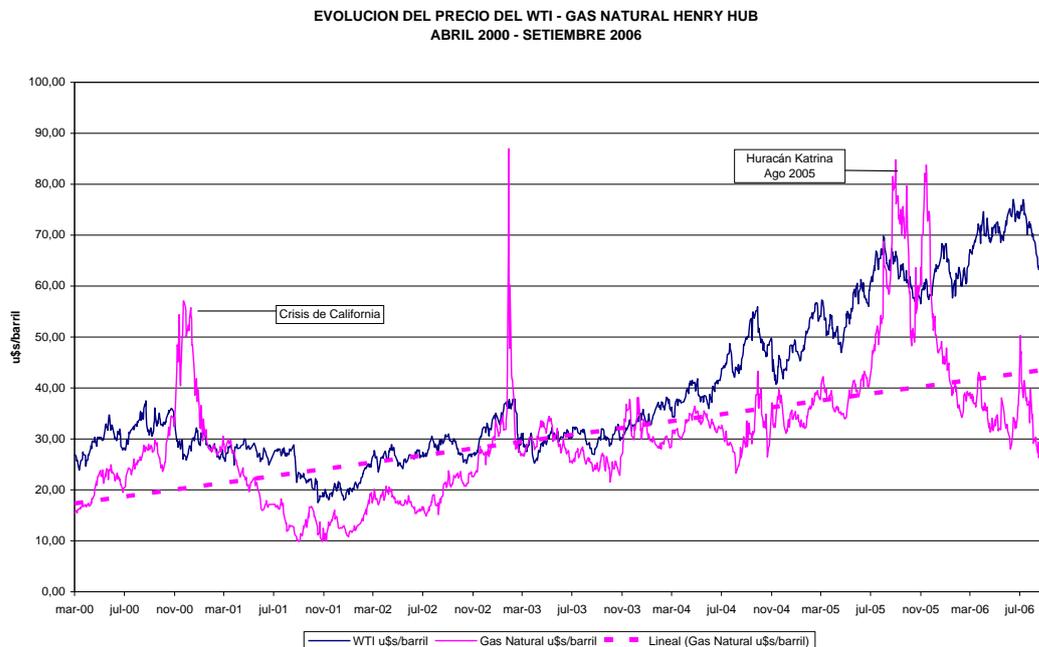


Gráfico 3.1. Evolución Henry Hub.

Fuente: Energy Information Administration.

El valor internacional del gas se encuentra correlacionado con el precio del crudo WTI. Esto es debido a una razón meramente económica en la cual el gas es un sustituto del crudo. Más allá de la evolución del precio del gas a nivel internacional, se analizará la comparación con los valores nacionales de PGBP. A tal efecto se muestra la tabla 3.1:

USD/Mbtu	Precio Gas Henry Hub									
	90s	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
	2.2	4.1	3.3	5.6	5.9	8.8	6.8	7.0	8.9	4.1

Tabla 3.1

Fuente: Energy Information Administration.

Para poder realizar un análisis se tomará el año 2005 como punto de comparación. En el gráfico 3.1 se muestran los precios del Gas Natural en boca de Pozo en la Argentina y el Henry Hub de los EEUU (precios promedio del mes de Abril de 2005). El precio local es de 1.10 u\$s/MMBTU, mientras que el de los EEUU asciende a 7.60 u\$s/MMBTU.

	GN Boca de Pozo u\$s/MMBTU
Argentina	1,10
EEUU (Henry Hub)	7,60

Precio Gas boca de pozo Argentina vs. Henry Hub

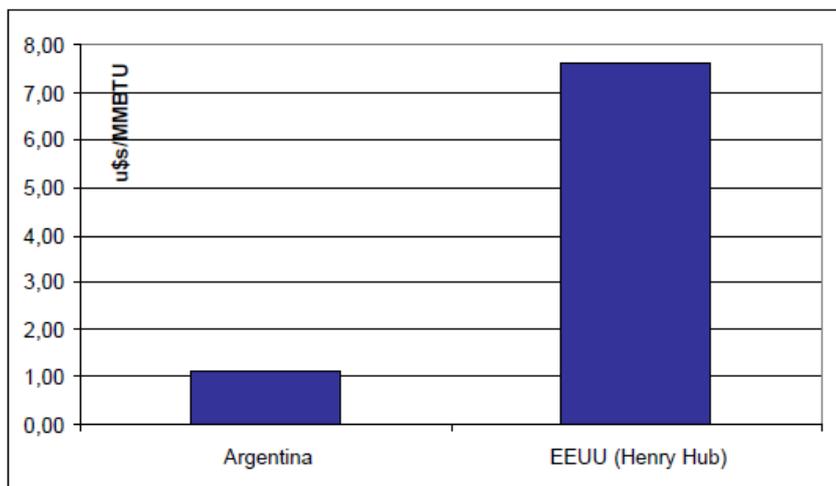


Gráfico 3.2. Comparación PGBP nacional vs. Henry Hub.

Fuente: SEN y Energy Information Administration.

Si bien el precio de gas en boca de pozo se ha recuperado desde el 2005 hasta la actualidad, todavía la brecha con el precio internacional es enorme. Por este motivo es que se ha encontrado que el precio del gas en Argentina es uno de los más baratos del mundo.

Un estudio comparativo realizado por la consultora estadounidense Stone & Webster para más de 20 países, incluyendo tanto consumos industriales como residenciales, muestra que aún antes de la devaluación, con un tipo de cambio de 1\$:1u\$s, Argentina era el país que tenía el precio del gas más bajo de la muestra. En los países europeos el gas residencial cuesta más del doble que en Argentina, en EEUU y Canadá un 50% más, en México es un 12% más caro y en el resto de América latina (excepto para Venezuela) las diferencias son mucho mayores. Esto representa una ventaja competitiva para la industria local y permite tener generación térmica de energía eléctrica a precios muy competitivos a nivel mundial. Sin embargo, tener un precio en boca de pozo bajo perjudica a los productores de gas. Es decir, con precios

bajos los proyectos de exploración y explotación gasífera quedan parados y como consecuencia se alcanza un déficit en la sustentabilidad gasífera. Por este motivo se termina recurriendo a fuentes externas como Bolivia o el GNL.

En el caso del Tight Gas, el precio es aún más crítico ya que se necesitan tecnologías diferenciales a las convencionales y además los caudales son menores. Por este motivo, es que las operadoras están reclamando una señal de aumento del PGBP para incursionar en el desarrollo de recursos no convencionales como lo es el Tight Gas.

III-4. Comparación PGBP con GNL y Gas boliviano

Debido a que la relación reservas/producción cada vez es menor (inferior a 10 años) y a que en 2005, por primera vez en la historia argentina, la extracción del fluido declinó el gobierno nacional salió en búsqueda de alternativas para poder abastecer la demanda interna de gas natural. Esta merma en la producción se compensó en parte con un aumento de las compras a Bolivia (de 4 a 6 Mm³/día) y un recorte de 15% (de 20 a 17 Mm³/d) en los envíos a Chile. Bajo las actuales tendencias, ambos fenómenos se profundizarán. También, a partir de 2007 el Gobierno nacional a través de ENARSA ha comenzado a importar GNL a través de buques metaneros e inyectarlo en los gasoductos. Todos estos fenómenos se han ido profundizando hasta el día de hoy.

A continuación se analizarán los precios de cada una de estas alternativas y cómo es su evolución futura respecto al PGBP.

Gas de Bolivia

Con respecto a la importación de gas natural proveniente de Bolivia, el contrato de compra-venta firmado por ENARSA e YPFB en 2006 establecía que en 2007 la estatal boliviana suministraría 4,6 millones de m³/diarios, en 2008-2009 unos 16 millones de m³/diarios con un mínimo garantizado de 7,7 millones de m³/diarios, y a partir de 2010 y hasta 2026 un total de 27,7 millones de m³/diarios.⁹

El inconveniente está en que Argentina firmó el acuerdo con Bolivia meses después que Brasil, razón por la cual la economía más poderosa del MERCOSUR logró asegurarse el control de la disponibilidad del gas natural boliviano destinado a la exportación, y ello trajo por consiguiente que en el transcurso de 2008 Argentina importara un volumen inferior a la cantidad mínima garantizada por contrato (es decir, menos de 4,6 millones de m³/diarios).

Ello significa que la apuesta al gas boliviano no puede ser tenida en cuenta a nivel estratégico y que el proyecto de Gasoducto del NEA (con capacidad para 20 millones de m³/diarios) no podrá ser viable en las dimensiones en que fue diseñado el proyecto. En suma, el máximo volumen de importación de gas natural boliviano que lamentablemente podrá conseguirse no superará los 7,7 millones de m³/diarios.

⁹ Ver Anexo I

Más allá de la razón contractual y de infraestructura cabe analizar los precios y el costo de este tipo de importaciones. Por este motivo se presenta en el gráfico 4.1 la serie histórica de las importaciones de gas de Bolivia.

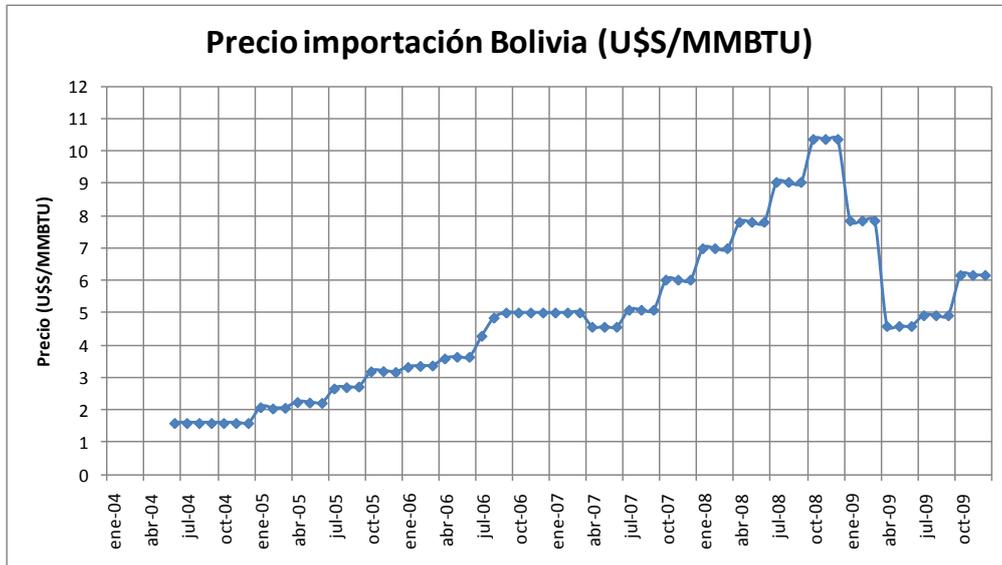


Gráfico 4.1. Evolución del precio de importación de Bolivia.
Fuente: elaboración propia a partir de datos de YPFB.

Más allá de la actualización del precio en los contratos, el precio actual ronda los 7 U\$\$/MMbtu, un valor muy por encima de lo que se le paga a los productores de los campos nacionales. Para visualizar esta diferencia en los precios es que se expone el gráfico 4.2 con ambos precios.

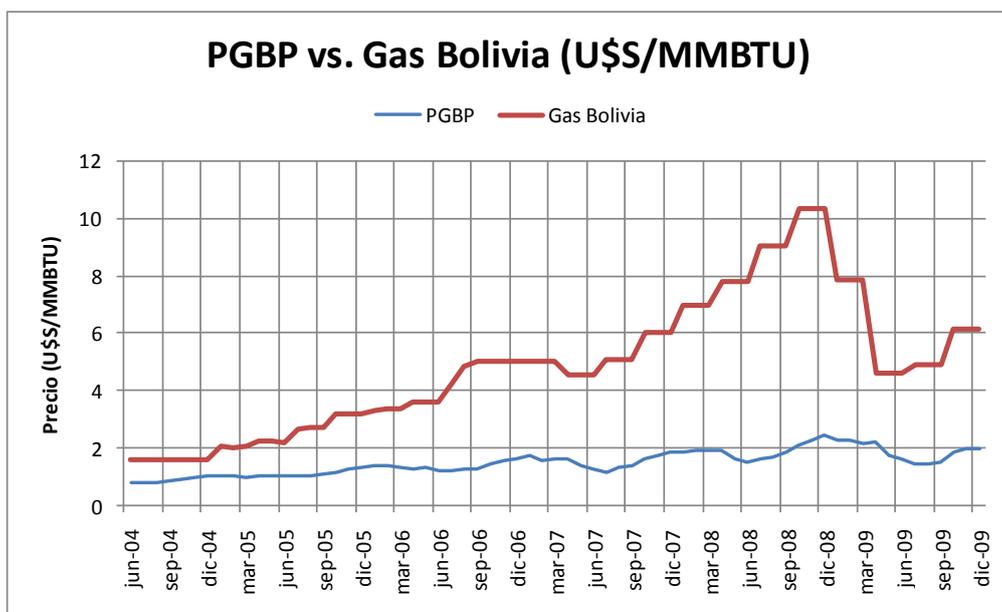


Gráfico 4.2. PGBP vs. precio de las importaciones del gas de Bolivia.
Fuente: elaboración propia a partir de datos de SEN y YPFB.

El gráfico 4.2 muestra el valor que le cuesta al estado nacional poder solventar una medida que, como antes fue explicada, no asegura el abastecimiento necesario de gas por cuestiones contractuales y de infraestructura. Lo que se observa claramente es que mientras el PGBP se mantiene en torno a un mismo valor con un leve crecimiento, las importaciones de gas de Bolivia se renegocian año tras año perjudicando los costos de la matriz energética nacional.

GNL regasificado

En el 2010 ingresarán tres buqués más que en 2009. Instrumentada hace dos años como una salida de emergencia para atender los picos de consumos invernales, la importación de GNL (gas natural licuado) por barco va camino a convertirse en algo permanente y habitual.

La constante caída que registra la extracción local de gas natural y los incumplimientos de Bolivia a la hora de garantizar los envíos pactados llevaron al Gobierno a reforzar la provisión de GNL, para poder atender el abastecimiento interno de gas proyectado para 2010 y 2011.

En materia de precios, los cálculos de los técnicos oficiales indican que las facturas a pagar por el suministro externo de GNL de 2010 rondarán entre los US\$ 350 millones y US\$ 400 millones. Ante la fuerte baja que registró el crudo en el mercado internacional y, por ende sus subproductos derivados, el precio del GNL se ubicaría en torno de u\$s7 el millón de BTU para el año 2010. En el año 2009 llegó a cotizar a un valor extremo de casi 15 dólares el millón de BTU.

Esta medida que comenzó siendo de emergencia se ha convertido en una práctica permanente. Esto trae numerosos perjuicios a la economía nacional debido a los altos costos que implica desarrollar estas importaciones. Para poder sostener esta práctica se ha creado un fondo fiduciario basado en pequeños ajustes en las tarifas a los usuarios. Este fondo podría haber estado destinado a brindar mejores perspectivas de precios a los operadores de cuencas con recursos no convencionales. Los precios expuestos en el gráfico 4.3 corresponden a un valor promedio de las entregas realizadas durante cada año. Los mismos incluyen el costo de regasificación del GNL para poder ser inyectado al sistema nacional de gasoductos. De esta manera tenemos una cifra comparable al Gas de Bolivia y al PGBP. Si bien, en el gráfico 4.3 se observa una caída en el precio durante los últimos dos años, esto no puede ser considerado como una tendencia ya que el precio del GNL está completamente ligado al precio internacional del petróleo, el

que ha disminuido su valor en el período en estudio, pero tiene pronosticado una tendencia creciente.

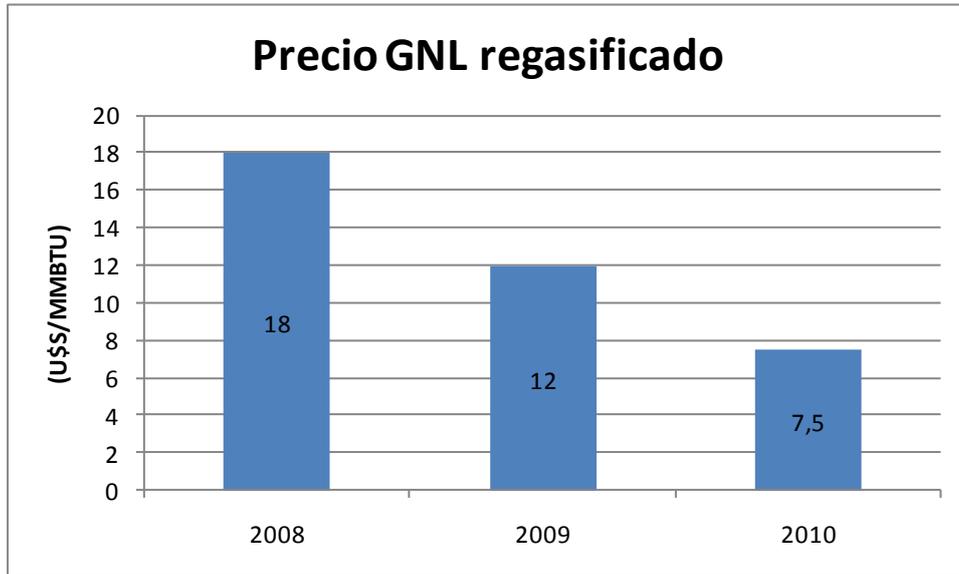


Gráfico 4.3. Evolución del precio de las importaciones de GNL.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

El gráfico 4.3 da idea del alto costo que tiene para la economía nacional importar GNL, que es mucho más costoso que la importación de gas natural desde Bolivia. Esta diferencia se ve claramente reflejada en el gráfico 4.4 donde se compara el Gas de Bolivia y el GNL importado.

Evolución del precio del Gas de Bolivia y el GNL importado¹⁰



Gráfico 4.4. Precio de gas de Bolivia vs. GNL importado.

Fuente: UIA

¹⁰ El precio del GNL es en el Puerto de Bahía Blanca (sin regasificación). La regasificación es aproximadamente 2 USD/MMBTU adicionales.

Tras analizar el gráfico, todo indica que el costo de importar GNL está fuera de escala. Sin embargo, el gobierno continúa importando GNL para poder abastecer la demanda. Esto se realiza debido a que las importaciones de GNL solucionan el problema de picos de demanda de manera instantánea, sin mayores inversiones en infraestructura y con un riesgo muy bajo. El problema es que esta práctica pasó de ser una medida de emergencia a convertirse en un eslabón de la política gasífera.

En este sentido el gobierno nacional tiene planes de instalar una planta regasificadora de GNL. Una planta de LNG entregaría gas natural a 8/10 dólares por millón de BTU, mientras el Tight Gas recurso que parece ser extenso se podría producir a 6 U\$\$/MMBtu o menos.

Sin dudas todos los montos gastados para la compra de Gas Boliviano y las importaciones de GNL se podría haber destinado a la generación de un fondo destinado a subsidiar al precio en proyectos de desarrollo de recursos no convencionales como el Tight Gas.

III-5. Políticas de precios diferenciados

Debido a la caída en las reservas y en el nivel de producción de gas, el estado nacional ha impulsado una serie de medidas para beneficiar con mejores precios a nuevos proyectos. El programa que abarca todas las medidas es el Programa Gas Plus.

Programa Gas Plus

La Resolución 24/2008 de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN) estableció el “Programa Gas Plus”, como política de búsqueda e incorporación de nuevas reservas y producción de gas natural en el país, principal fuente de energía primaria de la matriz energética nacional. Cabe señalar que esta medida fue tomada debido a que la producción de gas natural había venido disminuyendo a una tasa del 6% anual promedio.

Ante este panorama y habida cuenta de la delicada situación de agotamiento inminente de las reservas comprobadas de gas natural en las cuencas productivas del país, el gobierno nacional decidió impulsar medidas destinadas a incrementar las reservas gasíferas, permitiendo percibir mayores precios por el gas que se descubriera o que pudiera desarrollarse aplicando técnicas no convencionales (ej: acumulaciones Tight Gas).

A tal fin, el gobierno nacional lanzó en Marzo de 2008 el Programa Gas Plus. Este Programa se encuentra enmarcado en el acuerdo realizado entre el gobierno nacional y las empresas petroleras para el período 2004-2011, cuyo objetivo es garantizar el abastecimiento de gas natural con un nuevo esquema de precios.

Evolución del programa

- ▶ Resolución S.E. N° 24 / 2008
- ▶ Resolución S.E. N° 1031 / 2008
- ▶ “Gas Plus III” Resolución S.E. N° 695 / 2009

Límites del Programa

a) Tight Gas: una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, mientras el aumento de reservas 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.

b) 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.

c) 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 del proyecto de inversión previsto para el desarrollo de los reservorios que abarque un período de tres años, a ser contados desde el momento de la aprobación de la solicitud de afectación al programa Gas Plus. Los programas deberán ser actualizados anualmente para conservar la afectación al programa Gas Plus.

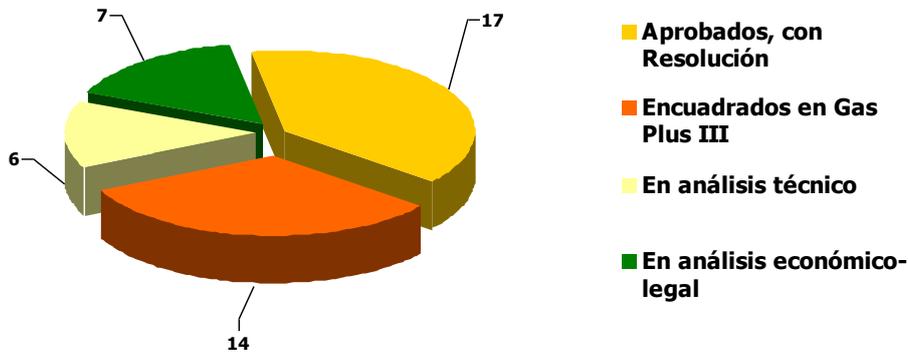
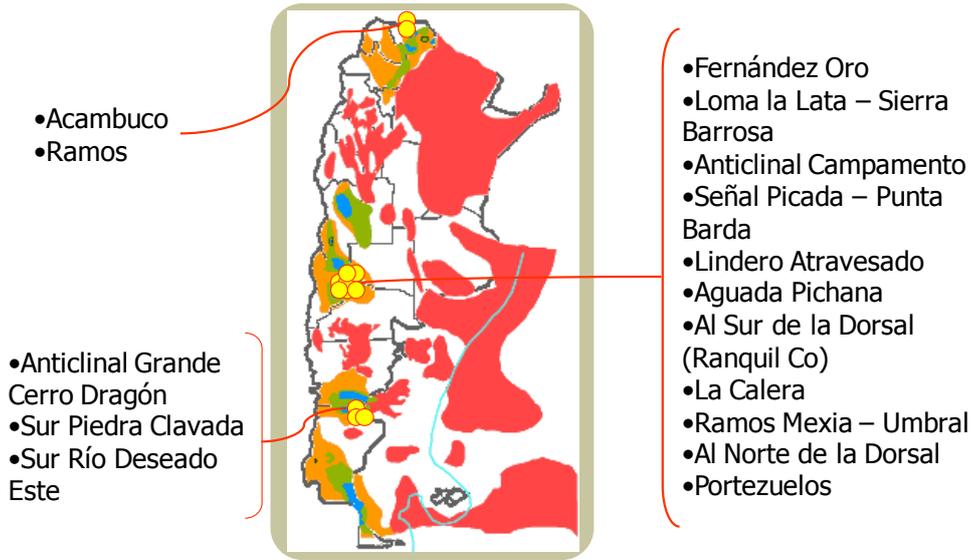
Deberá suministrarse una certificación que permita acreditar ante la Secretaría de Energía que el volumen de reservas indicado como de "Tight Gas", se ajusta a las condiciones establecidas en la norma. Esa certificación deberá actualizarse anualmente y presentarse junto con la información sobre reservas que debe entregarse anualmente a esta Secretaría de Energía.

El precio de 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 alta inversión para sacarlo a superficie. Sería importante que el Precio se referencie a un valor "fijo" y sea reconocido ese precio ya que:

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.

Proyectos aprobados¹¹



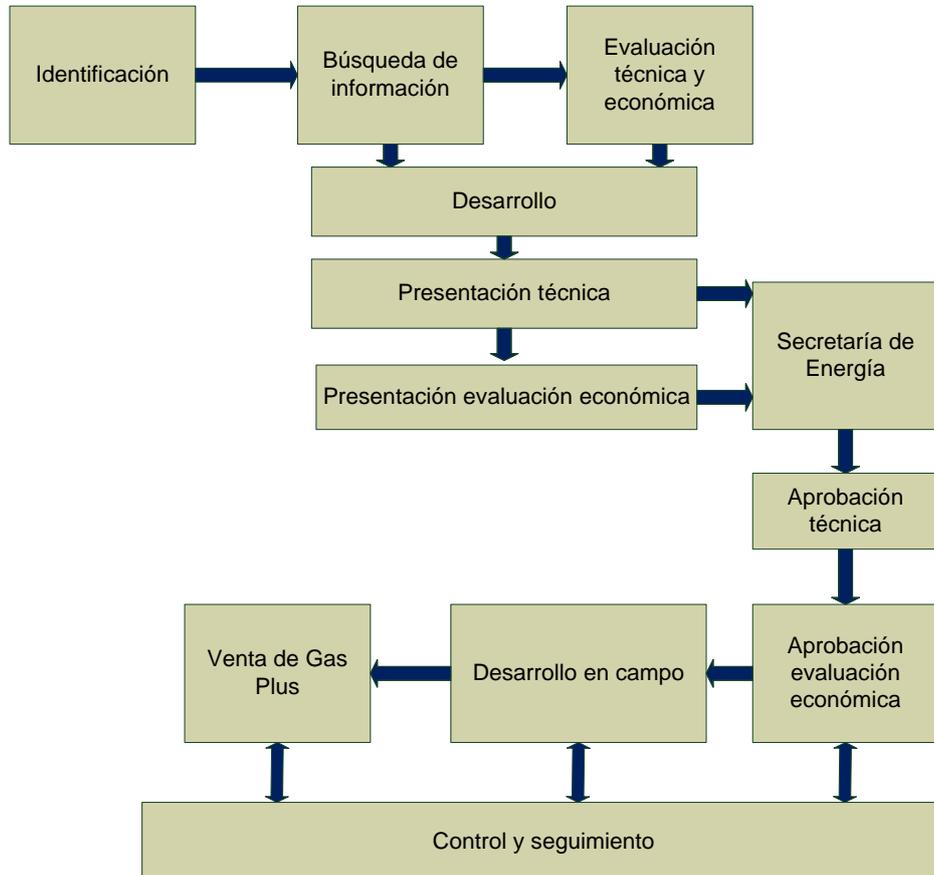
17 Proyectos aprobados	
Actual	3.000.000 m ³ /día
Resto 2010	6.593.000 m ³ /día
2011	8.500.000 m ³ /día
Inversión Proyectada	u\$s 1.619 Millones

Fuente: SEN

¹¹ En el Anexo VI se expone información detallada de los proyectos aprobados.

Proceso de implementación de un Proyecto Gas Plus

El siguiente diagrama expone todas las etapas a atravesar para que un proyecto sea aprobado dentro del programa Gas Plus.



Fuente: Presentación Apache. Workshop Tight Gas 2010. SPE

Resultados y estado del programa

Hasta el momento hay 17 proyectos aprobados, 15 proyectos con posibilidad de ser incluidos a partir de la nueva normativa de Gas Plus III, 7 proyectos aprobados técnicamente, en evaluación legal y económica, y 6 proyectos en análisis técnico.¹² De los 17 proyectos aprobados se estima obtener 6.593.000 m³/día en 2010 y 8.500.000 m³/día en 2011. Prácticamente lo que se está importando de Bolivia y lo que se está regasificando de GNL.

Números del Programa:

- ✓ Hay 130 pozos nuevos a perforar.
- ✓ El 87% de los pozos perforados y reparados resultaron productivos.
- ✓ Máxima profundidad alcanzada al momento: 4.842 m.

¹² Ver Anexo VI.

Las empresas productoras han comenzado a ofrecer al mercado producciones que califican de Gas Plus por lo cual existen contratos firmados para la provisión de gas plus. El precio se negocia de manera directa entre oferente y demandante, permitiendo una rentabilidad razonable para los proyectos Gas Plus de acuerdo a los costos y la inversión. La producción del gas de Tight Gas Sands puede 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, el valor para la sociedad.

La gran ventaja del programa Gas Plus es que las partes demandantes firman una carta de intención en la cual indican el precio máximo al cual están dispuestos a comprar el gas. A título de ejemplo de los contratos que ya comenzaron a ver la luz puede citarse el acuerdo suscripto entre Apache Argentina y el Grupo Pampa Energía, cuyo precio se definió entre las partes sobre la base de un valor de u\$s5 el millón de BTU. Ese gas será utilizado por Pampa Energía para la alimentación de un ciclo combinado en vías de montaje en su central Termoeléctrica Loma La Lata, donde está sumándose una turbina de 187 MW cuya producción se comercializará bajo el Programa de Energía Plus. El precio fijado entre proveedores y compradores dentro del Plan Gas Plus III triplicaría los valores promedio de u\$s1,60 por millón de BTU a los que todavía se remunera el gas en la boca del pozo. Ese mayor precio del Gas Plus III reportaría un estímulo formidable para el laboreo de yacimientos de gran complejidad, como son los contenidos en arenas compactas.

Los yacimientos gasíferos contenidos en arenas compactas podrían aportar unos 25 millones de m³ diarios adicionales a los 135 millones de m³ que actualmente se extraen diariamente en el país. Existe la visión, entre muchos empresarios petroleros, de que el gas que se comercializa en el sector industrial y para consumo de usinas podría en etapas progresivas, ir aproximándose a un precio de comercialización “casi similar” al importado desde Bolivia.

Con el Plan Gas Plus III el Gobierno busca extremar los estímulos económicos para lograr mayores inversiones en la búsqueda de nuevas reservas de gas.

Comentarios acerca de la intervención estatal

Si bien el Estado Nacional debe lograr un papel activo en el desarrollo de la Política Energética Nacional, es necesario tener en cuenta ciertos criterios de implementación de políticas públicas que le otorguen certidumbre al mercado de la energía en el largo plazo. El Programa Gas Plus no sigue este criterio, ya que no se contempla en absoluto la instauración de precios referenciales en el mercado del gas. Es decir, que la determinación del precio de los proyectos queda en manos de resoluciones unipersonales por parte de las autoridades de aplicación, con los riesgos que este tipo de decisiones conlleva.

Otro de los aspectos de observación en este tipo de políticas es que las empresas en ambos sectores han transferido el factor riesgo de inversión a la decisión del Estado Nacional, quien será el responsable de aplicar el precio de referencia para cada inversión.

Por último, puede decirse que el Programa Gas Plus ha modificado la forma de contratación en el sector del gas natural de Argentina. La conclusión indica que este programa constituye el punto final a la política de precios de la energía implementada desde el año 2002.

En conclusión; la explotación de las Tight Gas Sands resulta una experiencia novedosa en el país. Estos yacimientos de baja permeabilidad han posibilitado incrementar de forma significativa la producción en los yacimientos gasíferos de América del Norte. Pero es importante señalar que los métodos para la extracción de este tipo de gas son muy sensibles a las fluctuaciones de los precios del gas natural, y sólo pueden ser económicamente rentables a precios de alrededor de los 5 dólares / MM BTU. Por lo tanto, para desarrollar estas areniscas compactas de baja permeabilidad se requieren precios altos del gas de forma de lograr una ecuación económicamente positiva para las empresas productoras.

III-5. Comentarios finales

El paradigma energético de la Argentina está cambiando; esto implica que de un concepto de abundancia relativa del recurso gas natural a precios bajos, se pasa a un recurso escaso con precios crecientes en un plazo previsible.

La producción de Tight Gas ha traído una revolución al sector de la energía que sorprende a los jugadores de la industria, debido a la posibilidad que tienen estos recursos de ser comercialmente viables a un precio menor a las importaciones de gas. El gas no convencional ha generado una verdadera revolución ya que implica un crecimiento de la cantidad de recursos disponibles. Lo más interesante del Tight Gas es que es sustentable en el tiempo: dicen los especialistas que Argentina podría incorporar reservas para sesenta u ochenta años.

En materia de políticas públicas, la Argentina necesita recuperar la inversión en exploración y producción de gas natural, que disminuyó desde antes de la crisis de 2001 y que aún no se ha logrado restablecer. El país ha diseñado distintos planes, tales como Gas Plus, que efectivamente ha contribuido a sostener la inversión existente o a aminorar la caída. Pero esos planes no son suficientes para alcanzar los niveles de inversión que el upstream necesita para recuperar reservas y aumentar la producción de gas. Para lograrlo, el sector requiere de un aumento consistente de los precios del gas en boca de pozo. Es claro que el precio que el país paga por el gas que se importa de Bolivia o el GNL que llega al país por barcos es entre cuatro y cinco veces más caro que el precio que se reconoce a los productores locales.

La actualización del precio de gas en boca de pozo es cada día más urgente, ya que la declinación de la producción y de las reservas acota cada vez más la capacidad de sustentabilidad energética argentina, y podría, en el mediano plazo, llevar a afrontar la necesidad de una importación creciente de gas natural.

CAPÍTULO IV: MODELO PARA HALLAR EL PRECIO DE EQUILIBRIO

IV-1. Introducción

En los capítulos anteriores, se ha encontrado que el precio y la tecnología son las dos componentes más importantes en los proyectos de Tight Gas. El estudio reflejó como principal conclusión que a la hora de evaluar un proyecto de Tight gas se deberá centrar especial atención en la selección de la tecnología, para alcanzar caudales económicamente sostenibles, y en correctas proyecciones de precios.

En esta sección, a partir de los elementos antes estudiados se realizará un análisis económico de un proyecto modelo de desarrollo de un yacimiento de Tight Gas en la Argentina. La evaluación económica se realizará a partir de los costos, inversiones, caudales de producción y precios. De esta manera se intentará encontrar el precio de equilibrio de un proyecto modelo de Tight Gas en la Argentina. Es decir, encontrar el precio base a partir del cual los proyectos serían económicamente viables. El objetivo es entender el punto en el cual este recurso sea desarrollable y contribuya a la matriz energética nacional, sustituyendo las importaciones de gas actuales.

Antes de comenzar es indispensable explicar que todos los proyectos de desarrollo de recursos tipo Tight Gas son diferentes. Esto es debido principalmente a las características geológicas del lugar a perforar, la permeabilidad y la porosidad. Por este motivo, el siguiente análisis económico se basa en un caso particular que cuenta con gran parte de características comunes de cualquier yacimiento tipo Tight, es decir, curva de producción y tecnologías utilizadas. El enfoque de este análisis no se basará en la rentabilidad del proyecto particular, sino lo que se buscará es contextualizar las principales variables económicas que son determinantes para el éxito de este tipo de proyectos, con el objetivo de encontrar las más sensibles. Por último se determinará de manera aproximada el precio de equilibrio.

IV-2. Costos e inversiones

En primera instancia se analizarán los flujos negativos de un proyecto; para ello se separan los costos operativos de las inversiones.

Inversiones (CAPEX)

Las inversiones representan el desembolso inicial de capital. En este tipo de proyectos se realiza la siguiente apertura:

- ✓ Perforación
- ✓ Terminación
- ✓ Microsísmica

Antes de comenzar con la apertura de los montos para cada actividad, es necesario explicar que el proyecto dispondrá de pozos verticales y horizontales. A continuación se expone la cantidad de pozos por tipo para este proyecto:

Cantidad pozos verticales	6
Cantidad pozos horizontales	3

A continuación se detallan los montos a invertir en cada una de las etapas y para cada tipo de pozo:

CAPEX		Pozo	
		Vertical (1)	Horizontal (2)
Perforación	MUSD	2,5	4,2
Terminación + ensayo y conexión	MUSD	1,2	2
Estimulación	MUSD	1	2
Fracturas	n	4	8
Costo fractura	MUSD/fractura	0,25	0,25
Total costo pozo	MUSD/pozo	4,7	8,2
Microsísmica	MUSD/pozo	0,2	0,2

Tabla 2.1. Inversiones del proyecto.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

La profundidad final de perforación para ambos tipos de pozos es de 3500 m, esta gran profundidad es una característica común en desarrollo de yacimientos de Tight Gas.

En lo que respecta a la estimulación de los pozos, cada uno de ellos cuenta con una serie de fracturas para poder aumentar los caudales de producción. Los pozos verticales se estimularán a través de 4 fracturas, los horizontales tendrán 8 fracturas.

Como ya se ha explicado en secciones anteriores, se utiliza la microsísmica para poder tener control del éxito de las fracturas. En este sentido, es que se realizará un estudio microsísmico al 25% de los pozos perforados. Además en cada pozo se le realizará microsísmica a dos fracturas. Por esta razón, la inversión de 0,2 MUSD de microsísmica por pozo implica la visualización de solo dos fracturas.

El detalle completo de la inversión para cada fase de la perforación está expuesto en la tabla 2.1.

Hay que aclarar que todas las inversiones en estudios exploratorios no son tenidas en consideración en el momento de la evaluación económica de un proyecto ya que no son de carácter diferencial. Es decir, si el proyecto de desarrollo no existiera, esas erogaciones continuarían existiendo.

Costos operativos (OPEX)

- ✓ Fijos
- ✓ Variables

Una vez que se tiene el pozo perforado y terminado, es necesario realizar una serie de erogaciones para poder operarlo y mantenerlo durante la vida del proyecto. En este sentido podemos diferenciar dos tipos de erogaciones: las fijas y las que dependen del caudal de producción (variables).

Los costos fijos son aquellos costos que no son sensibles a pequeños cambios en los niveles de actividad, sino que permanecen invariables ante esos cambios.

Por su parte, el costo variable es el que se modifica ante pequeños cambios en los niveles de actividad.

Para el caso de este tipo de proyecto se han relevado las siguientes cifras para ambos tipos de costos:

OPEX		
Fijo	48.000	USD/pozo/año
Variable	0,1461	USD/MMBTU

Tabla 2.2. Costos operativos del proyecto.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

IV-3. Curva de producción

Para poder tener una correcta estimación de la producción acumulada que tendrá el proyecto modelo, se han relevado datos de una curva de producción de un pozo vertical Tight Gas de 3500m con 4 fracturas. Lo mismo se realizó con los pozos horizontales. Conociendo la cantidad de pozos de cada tipo del proyecto, es que se estimó la producción acumulada de gas. A su vez también se estimó la producción de condensado con la misma metodología. A continuación se expone la curva de producción por tipo de pozo:

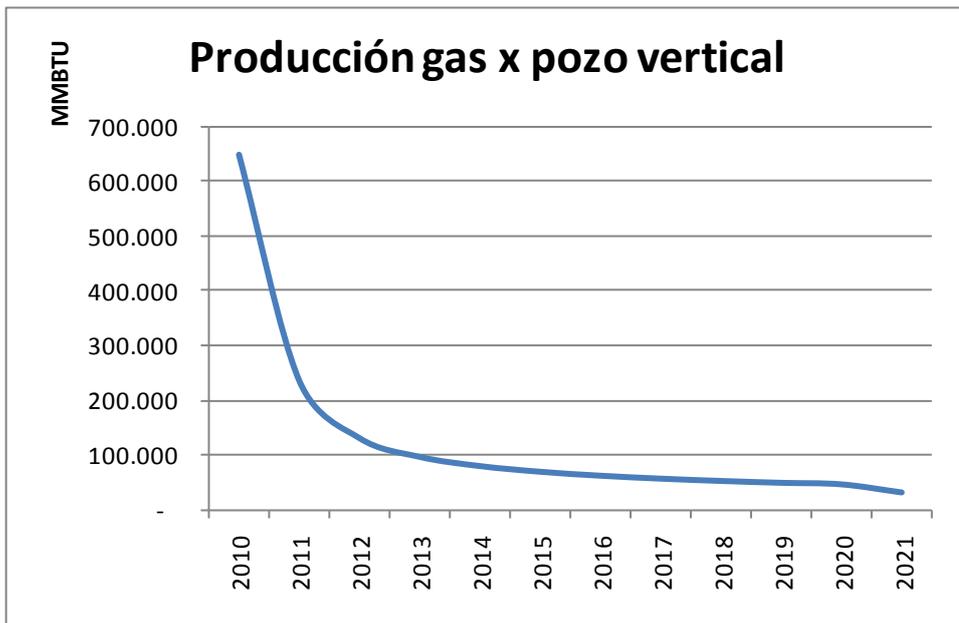


Gráfico 3.1. Curva de producción de gas de un pozo vertical del proyecto.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

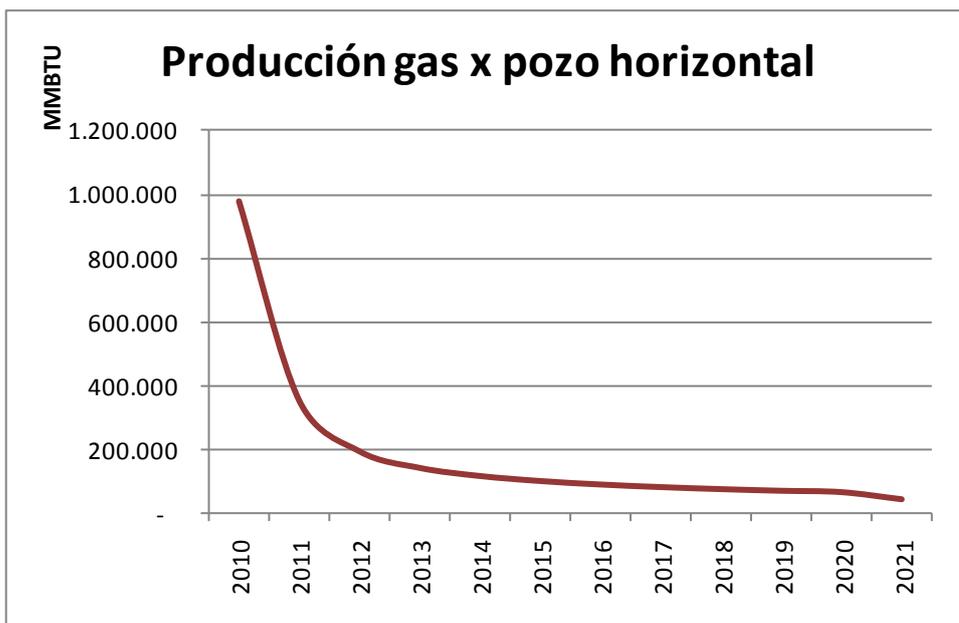


Gráfico 3.2. Curva de producción de gas de un pozo horizontal del proyecto.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

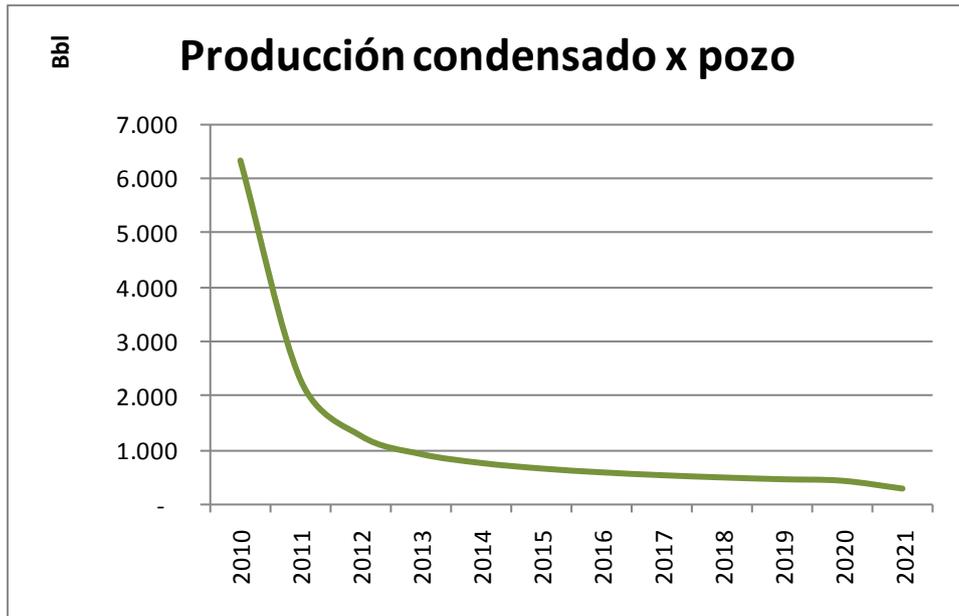


Gráfico 3.3. Curva de producción de condensado asociado de un pozo del proyecto.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

IV-4. Flujo de fondos

A partir de la información antes explicada se armó el flujo de fondos modelo para el proyecto. Los datos utilizados fueron los siguientes:

➤ Precio de venta de gas:

Se tomó como valor inicial un precio de 7,1 USD/MMBTU; este valor fue elegido debido a la similitud con proyectos similares aprobados por la SEN en el marco del programa de Gas Plus, relacionados con la exploración del Tight Gas. Luego en lo que respecta a la proyección del precio se tomó una tasa de crecimiento anual del 3%.

➤ Precio de venta de petróleo asociado:

El precio de comercialización de crudo elegido fue tomado como el precio promedio en la cuenca neuquina (45 USD/bbl). Nuevamente el criterio de proyección tomado fue de una tasa de crecimiento anual del 3%.

➤ Tributos y regalías:

Los tributos incluidos en la evaluación económica fueron el ITF y el IIBB. El ITF es el impuesto a las transacciones financieras y tiene una tasa del 1,2%. El IIBB, impuesto a los ingresos brutos, tiene una tasa de 1,5%.

En el caso de las regalías las mismas son del 12% y se aplican directamente sobre los ingresos por ventas del proyecto.

➤ OPEX:

Para los rubros relacionados con los costos fijos y variables se tomo una tasa de crecimiento anual para los mismos de 3% debido a su escasa correlación a la inflación nacional ya que gran parte de los costos en la industria están dolarizados.

➤ Amortizaciones :

A los efectos impositivos, las inversiones se amortizan de forma variable con su nivel de producción.

➤ Provisión por abandono de pozos:

El costo de abandono del pozo es de 60.000 USD/pozo. Este valor ha sido proyectado con un crecimiento promedio anual del 2%. A los efectos

impositivos, al igual que con las amortizaciones, la provisión por abandono se ha calculado en cada período proporcional a la producción del mismo.

➤ Tasa de descuento:

Si bien el objetivo del análisis no se basa en la rentabilidad del proyecto, fue necesario escoger una tasa de descuento para luego poder calcular el precio de equilibrio. La tasa de descuento elegida para descontar los flujos de fondos del proyecto fue del 10%. EL criterio adoptado para su elección se basó en otros proyectos de similares características. La tasa representa los riesgos y estructura de financiamiento del proyecto. El análisis de la tasa de descuento en este tipo de proyectos podrá servir de puntapié inicial para futuros trabajos de investigación.

En la tabla 4.1 se expone el resultado y el flujo de fondos del proyecto:

Tight Gas Sands: un camino hacia la sustentabilidad energética

	(unidad)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Producción														
Petróleo asociado	Bbl/pozo		6.334	2.287	1.257	920	756	654	584	531	490	456	429	284
Gas	MMBTU/Pozo		650.481	234.879	129.130	94.531	77.649	67.199	59.943	54.528	50.290	46.862	44.022	29.175
Cantidad pozos verticales		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Cantidad pozos horizontales		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Producción	MMBTU		6.830.046	2.466.232	1.355.860	992.575	815.310	705.588	629.400	572.548	528.047	492.056	462.227	306.342
Precio de venta gas	USD/MMBTU		7.1	7.31	7.53	7.76	7.99	8.23	8.48	8.73	8.99	9.26	9.54	9.83
Precio vía. petróleo asoc.	USD/Bbl		45.0	46.4	47.7	49.2	50.6	52.2	53.7	55.3	57.0	58.7	60.5	62.3
Ingreso por ventas	USD		50.241.697	18.685.806	10.581.082	7.978.399	6.750.129	6.016.972	5.528.285	5.179.799	4.920.517	4.722.700	4.569.494	3.119.292
Costos														
<i>Tributos</i>														
Regalías	12%		6.029.004	2.242.297	1.269.730	957.408	810.015	722.037	663.394	621.576	590.462	566.724	548.339	374.315
ITF	1.2%		602.900	224.230	126.973	95.741	81.002	72.204	66.339	62.158	59.046	56.672	54.834	37.432
IBR	1.5%		753.625	280.287	158.716	119.676	101.252	90.255	82.924	77.697	73.808	70.841	68.542	46.789
<i>OPEX</i>														
Lifting cost	USD/MMBTU		0.15	0.15	0.15	0.16	0.16	0.17	0.17	0.18	0.19	0.19	0.20	0.21
Costo fijo	USD		1.027.500	382.146	216.995	163.167	138.048	123.054	113.060	105.933	100.630	96.585	93.451	63.793
	USD/pozo		48.000	49.440	52.451	54.024	55.645	57.315	59.034	60.805	62.629	64.508	66.443	68.437
	USD		444.960	458.309	472.058	486.220	500.806	515.831	531.306	547.245	563.662	580.572	597.989	615.929
<i>Amortizaciones</i>														
Técnicas	USD/MMBTU		3.30											
Prov. Abandono	USD		22.511.437	8.128.559	4.468.838	3.271.470	2.687.213	2.325.578	2.074.465	1.887.084	1.740.411	1.621.789	1.523.473	1.009.684
	USD/MMBTU		0.042	289.521	104.542	57.474	42.075	34.560	29.909	26.680	24.270	22.384	20.858	19.593
	USD													12.986
Costos Totales	USD		31.658.947	11.820.369	6.770.184	5.135.756	4.352.897	3.878.866	3.558.168	3.325.962	3.150.403	3.014.040	2.906.222	2.160.927
Resultado Operativo	USD		18.582.750	6.865.438	3.810.899	2.842.642	2.397.233	2.138.106	1.970.118	1.853.837	1.770.114	1.708.660	1.663.271	958.365
Impuesto Ganancia	35%		6.503.962	2.402.903	1.333.814	994.925	839.031	748.337	689.541	648.843	619.540	598.031	582.145	335.428
Resultado Neto	USD		12.078.787	4.462.535	2.477.084	1.847.717	1.558.201	1.389.769	1.280.577	1.204.994	1.150.574	1.110.629	1.081.126	622.937
Inversiones														
Costo Pozo vertical	USD/pozo		4.700.000											
Pozos verticales		6												
Costo Pozo horizontal	USD/pozo		8.200.000											
Pozos horizontales		3												
Costo microsísmica	USD/pozo		200.000											
Montores		25%												
Inversión total	USD		53.250.000											
Costo Abandono	USD/pozo		60.000	61.200	62.424	63.672	64.946	66.245	67.570	68.921	70.300	71.706	73.140	74.602
Pozos		9												
Total Abandono	USD													684.851
Flujo de Caja Libre	USD		-53.250.000	34.879.745	12.695.635	7.003.396	5.161.262	4.279.975	3.745.256	3.381.721	3.116.348	2.913.369	2.753.276	2.624.193
Flujo de Caja Acumulado	USD			-18.370.255	-5.674.620	1.328.776	6.490.038	10.770.012	14.515.268	17.896.989	21.013.338	23.926.707	26.679.982	29.304.175
														30.264.931

Tabla 4.1. Flujo de fondos del proyecto Fuente: elaboración propia.

Los proyectos de este tipo tienen características particulares en lo que se refiere a niveles de producción y esto afecta directamente los ingresos. En este sentido se ha encontrado el siguiente patrón en los proyectos Tight Gas, si se compara la evolución del nivel de producción con los flujos de fondos del proyecto. El gráfico 4.2 expone el patrón encontrado:

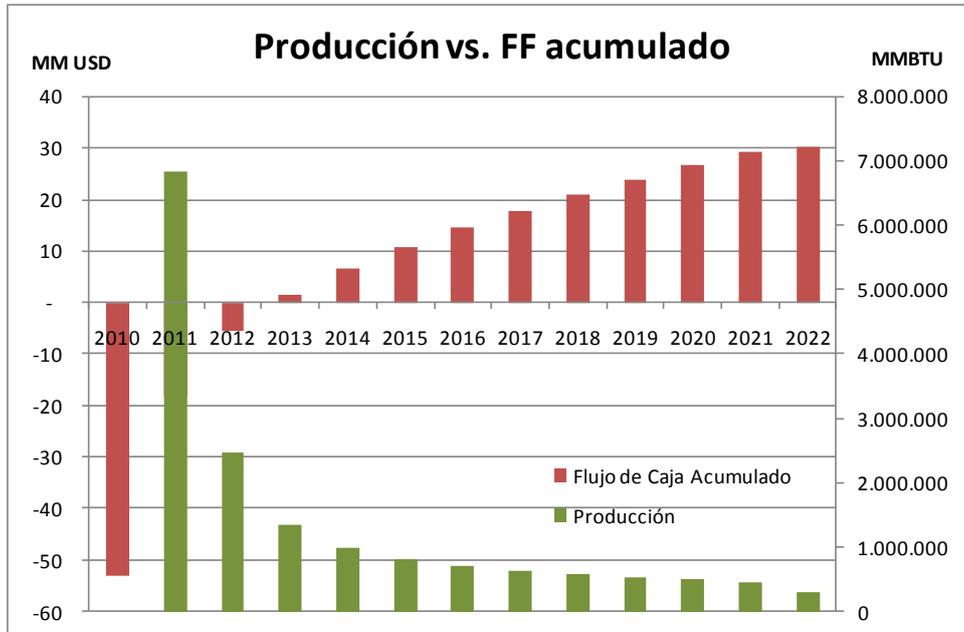


Gráfico 4.1. Producción vs. flujo de fondos acumulado del proyecto.
Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

Al analizar el gráfico 4.1 se puede ver que la producción de gas del proyecto sufre una marcada caída en los primeros años de producción para luego mantenerse estable a caudales bajos.

Simultáneamente el flujo de fondos acumulado del proyecto evoluciona a partir de valores muy bajos en el período inicial debido a las grandes inversiones necesarias. Luego esta variable comienza a crecer como consecuencia de los ingresos debido a las ventas y luego se estabiliza como consecuencia de la caída en los caudales de producción.

Entre las consideraciones más significativas que se pueden extraer del patrón antes descrito se encuentran las siguientes variables: el caudal de producción y la eficiencia operativa.

El caudal resulta clave ya que es el factor determinante en la curva de producción y este impacta proporcionalmente en los ingresos del proyecto. Para poder optimizar el caudal resulta necesario hacer foco en las nuevas

tecnologías de estimulación, las cuales están contempladas en las inversiones.

En lo que respecta a la optimización de los flujos negativos, es necesario hacer foco en la eficiencia operativa. Solamente a partir de buenas prácticas operativas es que se logrará disminuir los costos por MMBTU. La Argentina debe explotar su ventaja competitiva en la explotación de campos maduros y extrapolarla en el desarrollo de recursos de Tight Gas. Solo de esta manera se podrán alcanzar proyectos económicamente viables.

IV-5. Sensibilidades

Antes de encontrar cuál es el precio de equilibrio, resulta imprescindible determinar qué variables son las más significativas y determinantes en el resultado del proyecto. Para ello se ha construido un gráfico de araña en función del VAN al 10%. La metodología utilizada fue la de proponer un escenario base a partir del cual se aumentaron y luego disminuyeron en 20% las variables a estudiar. De esta forma se analizó la variación del VAN en cada uno de los tres escenarios.

Para ello se han elegido las siguientes variables: producción, inversiones, lifting cost (costos operativos: fijos y variables) y el precio de venta. Este estudio de sensibilidad tiene por objetivo identificar los “drivers” que más afectan el proyecto, más que estudiar las variaciones del VAN.



Gráfico 5.1. Gráfico de sensibilidades.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

El gráfico 5.1 permite identificar que la producción y el precio de venta son las variables más sensibles del proyecto. Es decir, una pequeña variación de las mismas determina grandes movimientos en la ganancia actualizada del proyecto.

Existe una diferencia significativa entre el precio y la producción. El precio no puede ser controlado por el operador; en cambio la producción puede ser incentivada con el uso de nuevas tecnologías. Todo lo referido a las formas de estimulación de la producción fueron explicadas en el capítulo de tecnologías. La siguiente sección se enfocará en determinar el precio de equilibrio de los proyectos.

IV-6. Precio de equilibrio

El precio del gas en boca de pozo es una variable que ha probado ser de muy difícil pronóstico, y que las empresas como precio aceptantes que son, no tienen capacidad de influir en sus oscilaciones. Sin embargo, es importante conocer de antemano las posibles consecuencias de sus variaciones. Para ello se analizó el precio de equilibrio del proyecto.

El precio de equilibrio es el valor a partir del cual el proyecto es viable económicamente. Es decir, en este caso, es el precio mínimo a partir del cual el VAN es mayor a cero. Encontrar el precio de equilibrio permitirá contextualizar el actual precio de gas en boca de pozo del mercado argentino. Una vez analizada la brecha entre el precio del mercado y el precio de equilibrio se podrá realizar una propuesta concreta para alcanzar precios razonables que permitan la viabilidad de desarrollo de proyectos de Tight Gas.

La herramienta informática utilizada para encontrar el precio de equilibrio fue el complemento Solver de Microsoft Excel a partir del modelo de flujo de fondos antes expuesto. El gráfico 6.1 resume los resultados alcanzados junto con el precio de equilibrio encontrado.

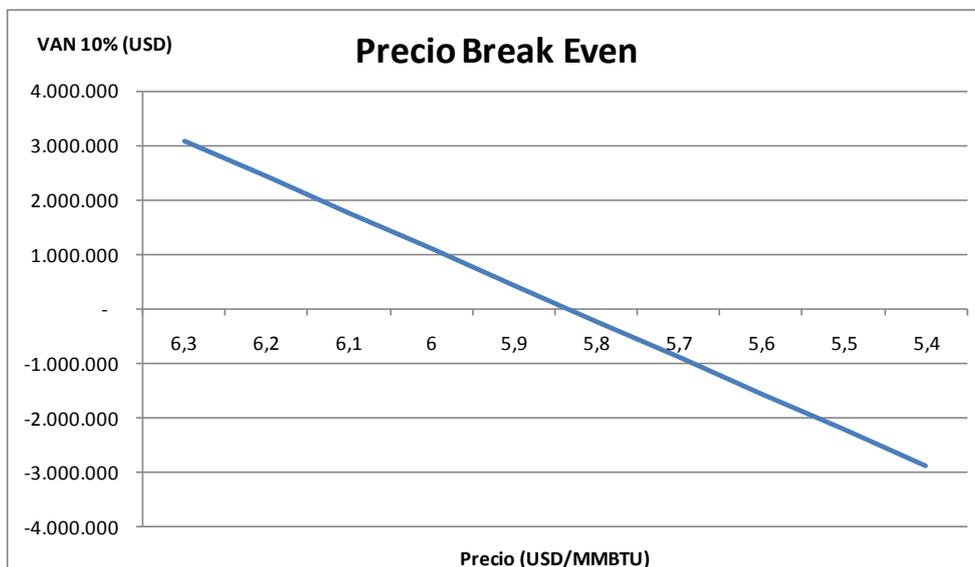


Gráfico 6.1. Gráfico del precio de equilibrio.
Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

El precio de equilibrio encontrado es de 5,834 USD/MMBTU.

Haber encontrado el precio de equilibrio para un proyecto “tipo” de Tight Gas sirve para contextualizar cómo está posicionado hoy en día el precio de gas en boca de pozo en el mercado gasífero argentino y proponer alternativas para disminuir esa brecha.

Si se retoma el análisis efectuado en el capítulo III y se compara el precio de equilibrio ahora encontrado con el PGBP se obtiene el siguiente gráfico:

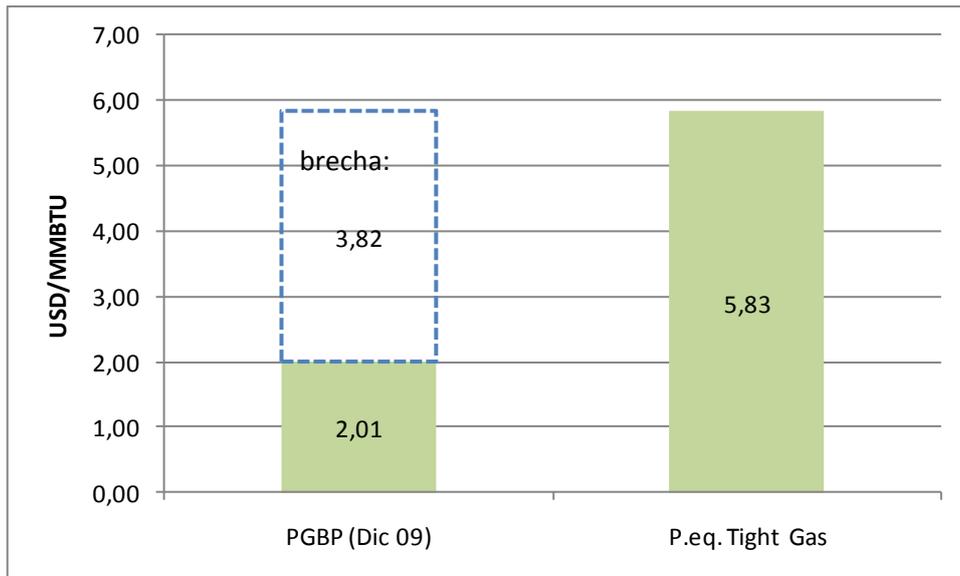


Gráfico 6.2. Gráfico de barras: PGBP vs. precio equilibrio.
Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

Al realizar la comparación del precio de equilibrio encontrado con el PGBP a diciembre de 2009 se encuentra una gran brecha de 3,82 USD/MMBTU. No sería correcto estancarse en esta simple comparación ya que lo comparado hasta el momento es lo referido a los valores del mercado de gas. Cabe recordar que existe el Programa Gas Plus, que permite precios diferenciados a los proyectos tendientes al desarrollo de recursos no convencionales.

Antes de continuar con el análisis, es interesante analizar cuál es el criterio de designación de precio ejecutado por la SEN para cada proyecto. Tras una simple investigación y consultas, se ha indicado que la SEN analiza cada proyecto por separado y luego de hacer un análisis técnico, se hace un análisis económico del mismo, y es en esta última instancia que se le asigna el precio particular. Es decir, el precio asignado se pone en función de todas las variables del proyecto antes analizadas.

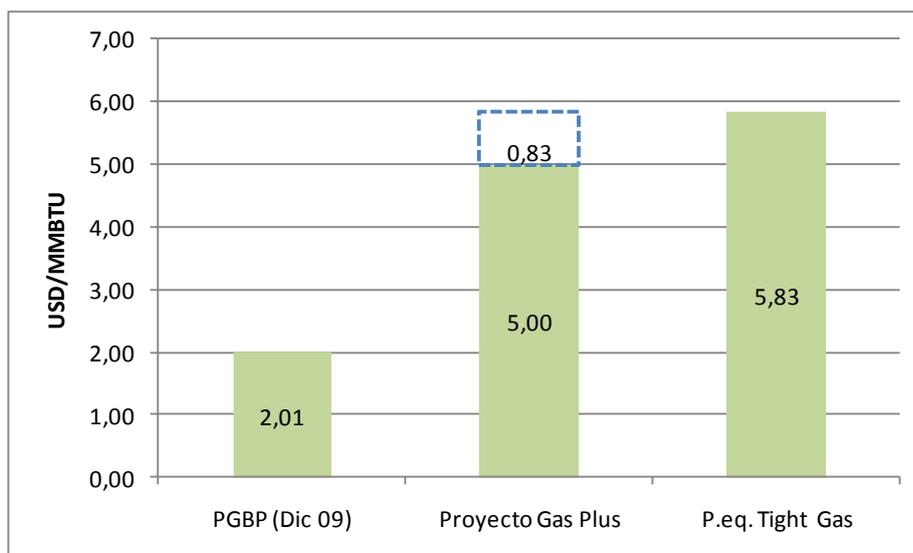


Gráfico 6.3. Gráfico de barras: Precio gas plus vs. precio equilibrio.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

El gráfico 6.3 introduce el precio aprobado para los proyectos encuadrados en el programa Gas Plus. Cabe destacar que el precio utilizado fue el aprobado para los proyectos de Estación Fernández de Oro y Anticlinal Campamento, de la empresa Apache. Esto permite visualizar que el programa Gas Plus da signos favorables para alcanzar el equilibrio económico en estos proyectos.

Si bien el programa gas Plus aproxima a la viabilidad económica de los proyectos, el mismo requiere una parte interesada en celebrar el contrato de compra de gas a un precio superior que el de mercado. La mayoría de las empresas que firman estos contratos son principalmente generadoras de energía eléctrica ya que las mismas aseguran su abastecimiento de gas natural para la generación. Este es el punto más crítico del Programa Gas Plus ya que el mismo no contempla un mercado en equilibrio y en un momento dado ya no habrá más demandantes para firmar este tipo de contratos dentro del programa Gas Plus.

Por tal motivo, se concluye que el programa Gas Plus debe ser solamente considerado como una señal positiva, por parte del Estado nacional, desde el punto de vista regulatorio que incentiva el desarrollo de proyectos de Tight Gas. Sin embargo, el programa Gas Plus no da el marco de precios necesarios para desarrollar a largo plazo el abastecimiento de gas natural a partir de Tight gas. En este sentido, la solución para permitir el desarrollo de Tight gas a una escala considerable es liberar el precio de gas en boca de pozo en forma gradual hasta alcanzar los valores internacionales. El programa Gas Plus será una herramienta de vital importancia, únicamente, para iniciar el período de transición.

CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE ESCENARIOS PROYECTADOS PARA EL ABASTECIMIENTO DE GAS

V-1. Introducción

El estudio tiene como principal objetivo descifrar la viabilidad de desarrollo de Tight Gas en la Argentina. Más allá de haber encontrado el precio de equilibrio para este tipo de proyectos en el capítulo anterior, resulta imprescindible analizar la proyección en la demanda de gas y las alternativas de abastecimiento de la misma. En este sentido se analizará la introducción del Tight Gas y el reemplazo de otras fuentes de gas.

Para dicho análisis se utilizarán técnicas econométricas que permitirán realizar las proyecciones correspondientes a las diferentes variables. A su vez, a partir de los precios de cada una de las alternativas se estimarán los costos de abastecer la demanda con cada una de ellas y se planteará una opción óptima que minimice el costo total de abastecimiento. Por último se planteará un escenario propuesto en el cual se incluye al Tight Gas en forma gradual como una opción concreta de abastecimiento. El objetivo principal de este capítulo será contextualizar al Tight Gas como posible fuente de abastecimiento de gas y así analizar la viabilidad de incluirla en la matriz gasífera.

V-2. Proyección de la demanda de gas

En la Argentina, durante los últimos 8 años se ha registrado un aumento de la demanda de todo tipo de energías como consecuencia de la reactivación industrial nacional, que se refleja en un aumento del PBI. Todos estos hechos han saturado la capacidad de cubrir la demanda de gas. Además, las proyecciones de demanda energética estiman una tendencia creciente.

La variable que mejor describe el crecimiento de cualquier economía es el PBI. Para el caso particular de la Argentina, el PBI ha tenido fluctuaciones en la tasa de crecimiento durante los últimos años, pero más allá de esto la tendencia ha sido positiva. Esto no hubiera sido posible sin recursos energéticos suficientes.

La demanda interna de gas se ha calculado a partir de las cantidades expuestas en el Balance Energético Nacional (BEN) proporcionado por la secretaría de energía. Como antes se ha explicado, se ha encontrado una estrecha correlación entre el PBI y la demanda de gas en el período en estudio. Esta correlación se puede apreciar en el gráfico 2.1.

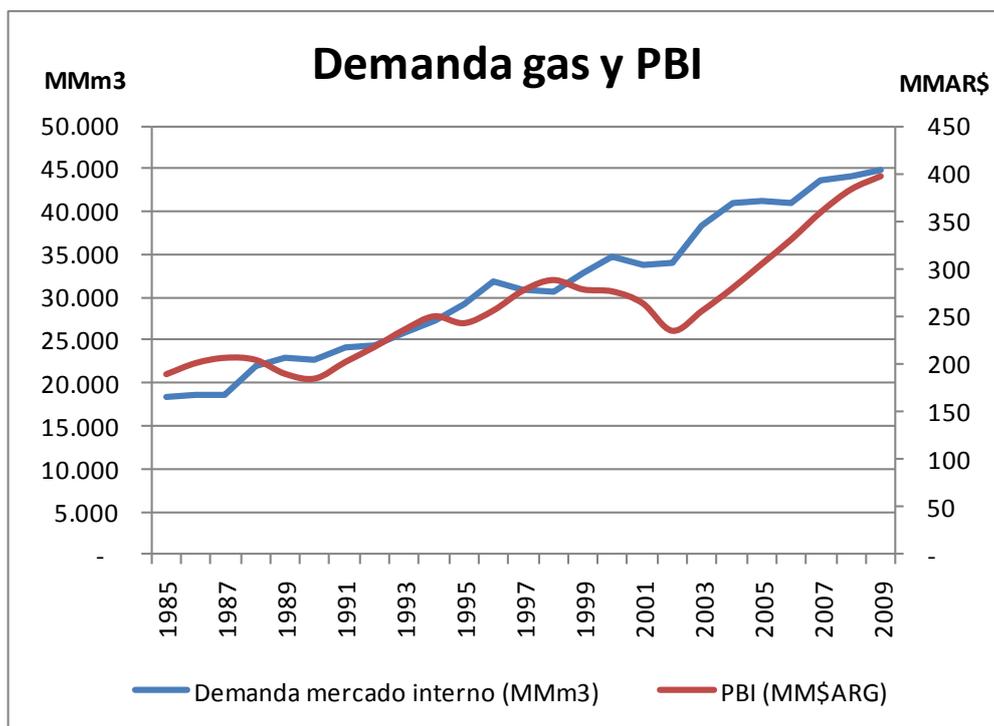


Gráfico 2.1. Demanda de gas vs. evolución del PBI.
Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

Claramente se ve que el crecimiento económico ha resultado en un fuerte aumento de la demanda de energía en los últimos años. A su vez queda

notoriamente definida la correlación entre el crecimiento del PBI y el consumo de energías primarias, en este caso particular del gas, habida cuenta de que el mismo representa el 45% de las fuentes de energía primaria.

Siguiendo este camino de razonamiento, se propuso un modelo de regresión lineal múltiple, para poder obtener la recta de regresión y así poder proyectar la demanda de gas en los años subsiguientes. Para el armado del modelo se recurrió a las siguientes variables:

- ✓ PBI
- ✓ Tiempo

Al correr el modelo se obtuvieron los siguientes resultados:

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99126635
Coefficiente de determinación R ²	0,98260898
R ² ajustado	0,98102798
Error típico	1169,8367
Observaciones	25

- R y R² de la Regresion
- R² ajustado - R² dividido por los grados de libertad
- Error Tipico: Raiz de S2 (Desvío Estándar)
- Observaciones: numero de datos

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	1701096238	850548119,2	621,51	4,4E-20
Residuos	22	30107393,85	1368517,902		
Total	24	1731203632			

- F es el estadístico de la Hipótesis pesimista simultanea (Fisher-Snedecor) **H₀** $\beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_n = 0$. Se rechaza si supera al fractil (1-nivel confianza) de la misma.
- Normalmente se acepta como mínimo un nivel de confianza del 95%.

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>
Intercepción	-2119176,87	146356,32	-14,48	3,93E-16	-2188119,57	-1723940,93
Tiempo	1075,510887	74,3752154	14,46	4,44E-16	873,96	1110,60
PBI (MM\$ARG)	9,413888236	9,27498077	1,01	2,11E-02	3,37	38,20

La probabilidad expuesta en este cuadro es la resultante del test de hipótesis de significancia de cada variable en forma independiente. De ser superior a 5%, se acepta la hipótesis de que la variable no es significativa. El modelo será aceptable desde este criterio si la probabilidad de cada variable no supera el 5%, como claramente está expresado en la tabla.

El modelo queda completamente validado en función de los parámetros estadísticos antes analizados. De esta manera es como se ha obtenido la siguiente ecuación de la recta de regresión que permitirá proyectar la demanda de gas a partir de las variables conocidas.

$$y = ax_1 + bx_2 + c$$

Donde:

y: demanda de gas

x1: PBI a: 9,41

x2: tiempo b: 1075,5

c: error c: -2119176,9

A partir de la recta de regresión, del tiempo y de los valores de PBI proyectados por el FMI en sus publicaciones anuales, se realizó la proyección. El gráfico obtenido fue el siguiente:

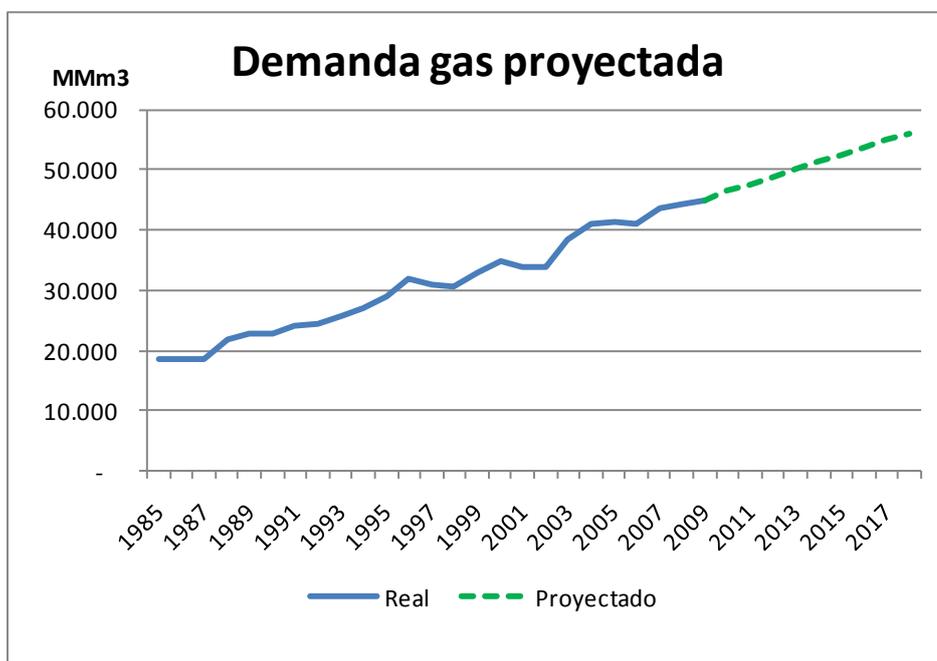


Gráfico 2.2. Demanda de gas proyectada.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

El modelo fue utilizado para proyectar la demanda de gas en un horizonte de 8 años. No se decidió tener una escala temporal mayor debido a cuestiones macroeconómicas que pueden surgir en horizontes de tiempo mayores y que el modelo no contempla debido a su simplicidad.

V-3. Proyección de las fuentes de abastecimiento

Luego de haber obtenido la proyección de la demanda, se plantea como principal cuestionamiento de qué manera se ha cubierto la demanda y cuáles son las alternativas para que no se produzca escasez durante los años proyectados.

Antes de comenzar con el análisis de la cartera de posibilidades existentes para cubrir la demanda de gas proyectada, resulta interesante entender cuáles fueron las decisiones tomadas por el Gobierno nacional para cubrir la escasez y cuál fue el costo de las mismas para la economía nacional. Esto queda perfectamente ilustrado en el gráfico 3.1.

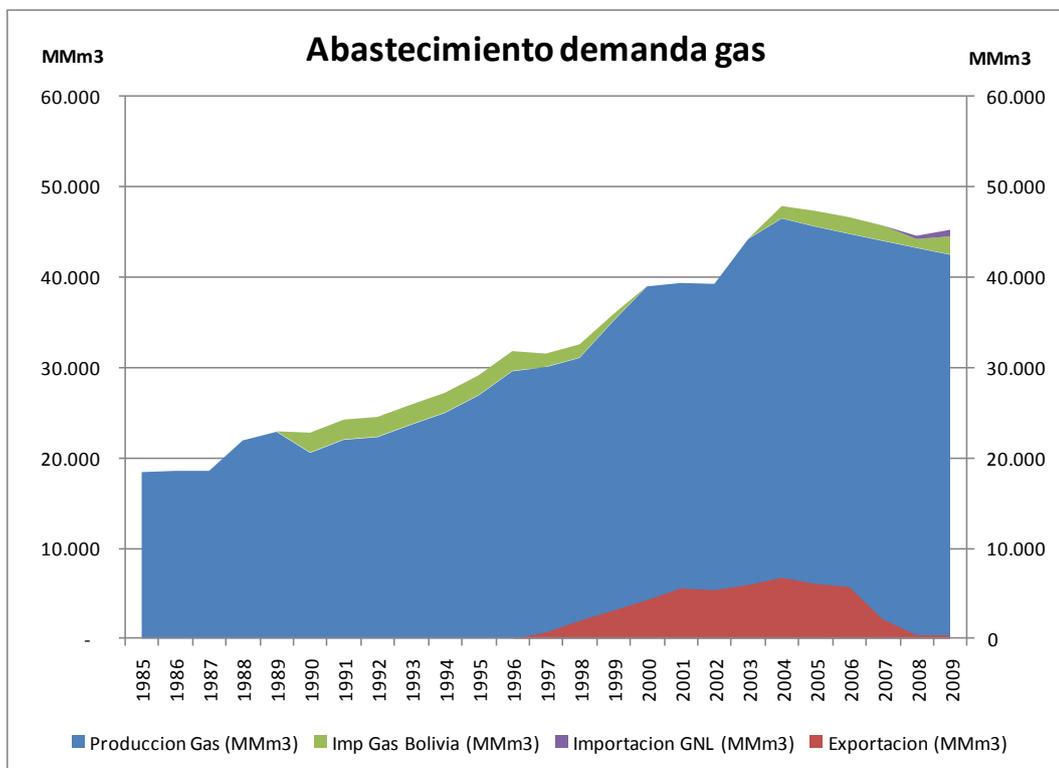


Gráfico 3.1. Evolución de las fuentes de abastecimiento de la demanda de gas.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

Antes de analizar el gráfico 3.1 cabe explicar una serie de hitos fundamentales que no pueden dejar de ser tenidos en consideración para el posterior análisis. En el año 1999 Argentina deja de comprar gas de Bolivia para luego en 2004 retomar un sendero creciente en el volumen importado. A partir de 2008 se inicia el proceso de compra de GNL y su posterior regasificación.

Estos hitos son únicamente consecuencia de la variabilidad del nivel de producción gasífero de las cuencas propias. Es decir, el estado recurre a

fuentes de gas alternativas y de mayor costo para poder hacer frente de manera inmediata a la brecha entre la producción local y la demanda interna. Esta brecha será cada vez mayor ya que, como vimos antes, la mayor actividad del país necesita mayor consumo de gas, aumentando la demanda del mismo. La otra razón por la cual esta brecha se hace cada vez mayor es la declinación natural del nivel de producción debido a la falta de inversiones. La falta de inversión está atada directamente al riesgo asociado en los proyectos por tener un precio de boca de pozo bajo.

Para estimar la brecha que existirá en los próximos 8 años, solamente habría que proyectar el nivel de producción anual de gas con la tendencia declinante observada en los últimos años y tomar la demanda proyectada antes expuesta. Para poder proyectar la producción local, se ha supuesto que el nivel de inversiones será el mismo que en los últimos dos años y como consecuencia se obtendrá la misma tasa de declinación de producción que se ha sufrido en ese período. Así es como se obtiene una escasez que será necesario cubrir con alguna fuente gasífera alternativa. Este análisis será explicado en la siguiente sección. A continuación se presenta el gráfico 3.2 que expone la evolución de la brecha entre la producción local y la demanda interna.

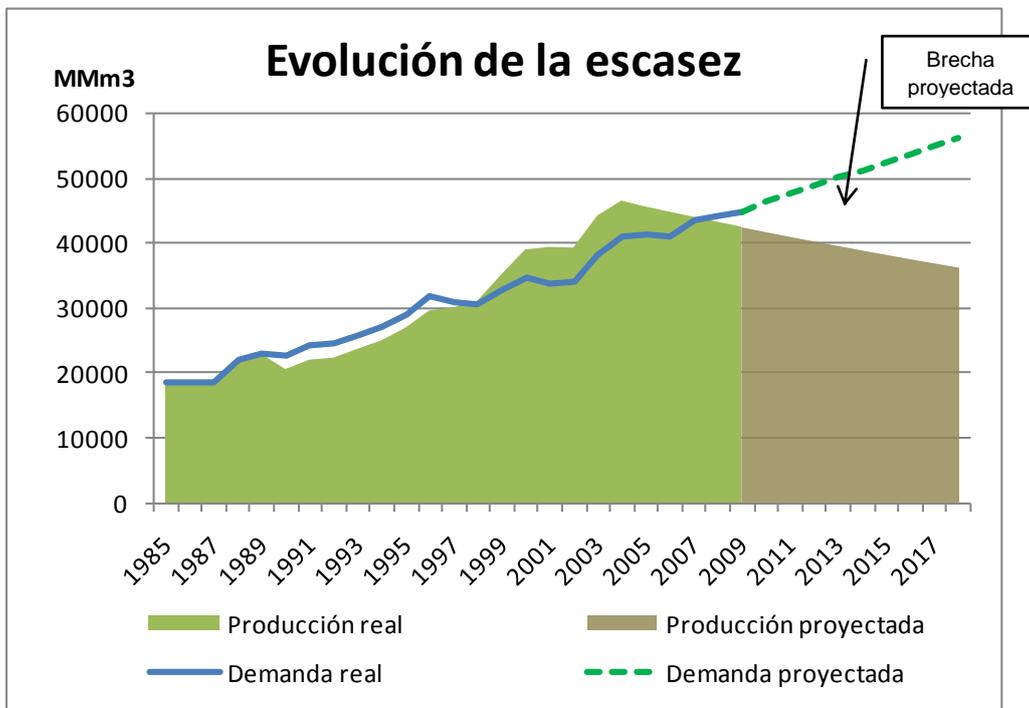


Gráfico 3.2. Evolución de la escasez y brecha proyectada.
Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

Más allá de analizar la evolución de la brecha de desabastecimiento de gas futuro, el gráfico resulta útil para analizar los hitos antes explicados en la

toma de decisiones por parte del estado nacional en lo que se refiere al abastecimiento de la demanda. En el año 1990 la producción local no alcanzó para cubrir la demanda de gas, allí se observa la primera brecha del gráfico que duró hasta 1999. Esto coincide con el contrato celebrado con Bolivia para el abastecimiento de gas desde 1990 hasta 1999. Luego con el crecimiento económico nacional y las inversiones realizadas, la curva de producción logró superar a la demanda. Esta situación se revirtió a partir del año 2004 con el estancamiento del precio de gas en boca de pozo, lo que trae una disminución del nivel de inversiones y una declinación en la producción. Por tal motivo, nuevamente el estado nacional recurrió a las importaciones de gas de Bolivia. Como esta situación se intensificó de ahí en adelante, también se recurrió a la importación de GNL desde Trinidad y Tobago por medio de buques metaneros para su posterior regasificación con un alto costo para la economía energética nacional.

Al analizar la proyección de la brecha entre la demanda interna y la producción local, se observa una profundización del modelo propuesto a partir del año 2004, en el cual se sustituye la producción interna por fuentes externas como el gas boliviano y el GNL regasificado, ambos a un alto costo. Cabe aclarar que dicha proyección se basa en el supuesto que no habrá signos en el aumento del PGBP y por consiguiente no se producirán inversiones significativas teniéndose cada vez menor nivel de producción.

V-4. Análisis de escenarios

Hasta el momento se ha proyectado únicamente cuál será la brecha futura entre la demanda y la producción local. El próximo objetivo de estudio estará basado en poder estimar con qué fuentes se suplirá la brecha antes explicada. Para dicho análisis se plantearán tres escenarios distintos con sus respectivas hipótesis:

1. Escenario actual esperado: se mantienen las políticas que no favorecen las inversiones en los yacimientos. La brecha entre la oferta y la demanda se continuará abasteciendo con las importaciones de GNL y Gas de Bolivia. Para el GNL y la importación de Bolivia se tienen en cuenta las capacidades limitantes dadas por el contrato firmado con Bolivia y la capacidad de regasificación del buque en Bahía Blanca. (en los próximos dos escenarios se incluye al Tight gas como fuente de abastecimiento)
2. Escenario óptimo: además del GNL y las importaciones de Bolivia, en este escenario se presentará el desarrollo de Tight Gas como una nueva fuente de abastecimiento alternativa. En este escenario se evaluarán los costos de cada una de las alternativas, junto a sus factores limitantes, se aplicará la teoría de programación lineal para encontrar los niveles de actividad óptimos que minimicen el costo de abastecimiento en función de los límites de capacidad contractuales o físicos.
3. Escenario propuesto: por último, se planteará un escenario en el cual se introducirá la alternativa del Tight gas como fuente de abastecimiento de gas junto con las importaciones antes descritas, pero incluyendo una tasa de reemplazo de las fuentes externas. Para su justificación, se emplearán argumentos económicos y estratégicos en lo que se refiere a la sustentabilidad energética y no solo un análisis basado en el óptimo mix a partir de los costos, como se desarrolló en el caso anterior.

En todos los escenarios se han dejado de lado las exportaciones, ya que se considera que en escenarios de escasez, las exportaciones de la producción local quedan relegadas a un papel secundario por cuestiones de estrategia energética.

1. Escenario actual esperado

Para elaborar este escenario se ha supuesto que el estado nacional mantiene las mismas decisiones que las hasta ahora desarrolladas, donde no hay incentivos para promover inversiones que aumentarían el nivel de producción local. Se supone que la política energética se basa en las importaciones de GNL y Gas de Bolivia para abastecer la demanda junto con la producción local decreciente. Para el GNL y la importación de Bolivia se tienen en cuenta las capacidades limitantes dadas por el contrato firmado con Bolivia y la capacidad de regasificación del buque en Bahía Blanca.

Para la proyección del escenario, se tomó la demanda interna y la producción antes proyectadas. La brecha antes proyectada será suplida con importaciones de GNL y gas de Bolivia, como se viene haciendo hasta la actualidad. Es así como se obtuvo el gráfico 3.3, donde se ilustran las variables antes mencionadas.

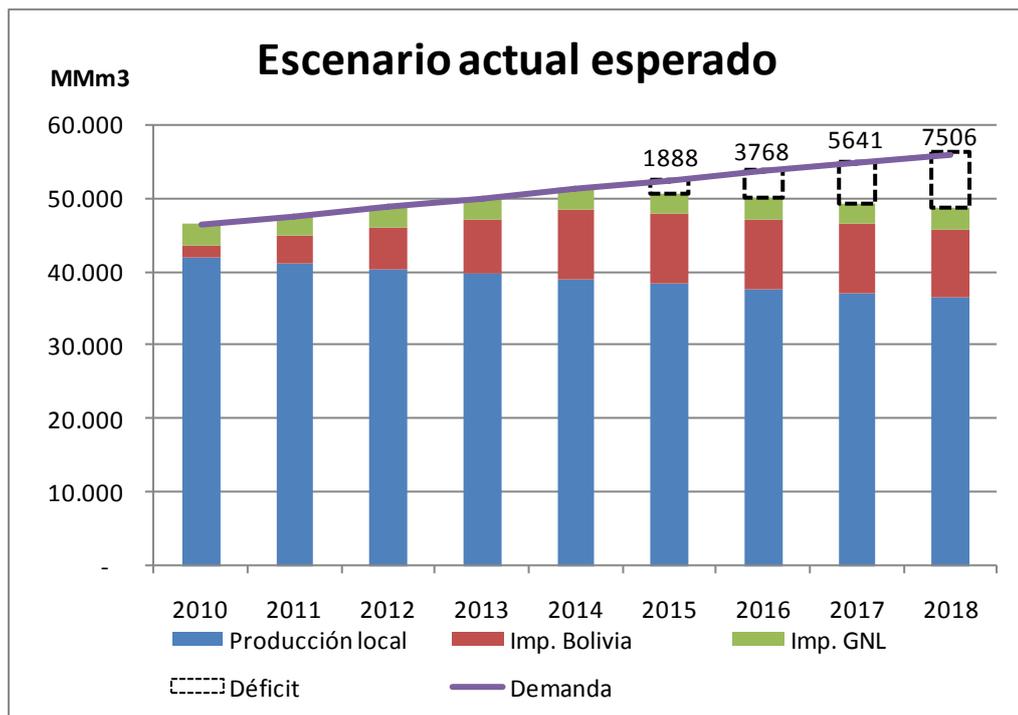


Gráfico 3.3. Escenario actual esperado.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

El gráfico 3.3 refleja que a partir del año 2015 tanto el GNL y las importaciones han alcanzado sus límites físicos y contractuales.

En el caso del GNL, la capacidad de cada uno de los buques metaneros es de 80 MMm³ de gas licuado, pero el cuello de botella se encuentra en el proceso de regasificación ya que la capacidad está entre 6 y 8 MMm³/día.

En el escenario analizado se ha puesto esta condición como limitante, para ello se ha supuesto que la operación continuará sin modificaciones durante el horizonte de estudio.

Los niveles de importación de Gas de Bolivia están limitados por un techo en las entregas, las cuales figuran en los convenios firmados. A raíz del Convenio Marco para la Venta de Gas Natural, firmado entre los Gobiernos de Argentina y Bolivia en junio de 2006, el 19 de octubre de 2006 se suscribe el Contrato de Compra Venta de Gas Natural entre YPFB y ENARSA, que entra en vigencia en enero de 2007, con el compromiso de exportar 7.7 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/día) los años 2007 y 2008, 16.0 MMm³/día el 2009 y 27.7 MMm³/día desde el año 2010 hasta el 2026.

Este escenario demuestra que el abastecimiento termina dependiendo exclusivamente de variables exógenas como lo son las capacidades contractuales y físicas, además de no poderse cumplir con el principal objetivo: el abastecimiento de la demanda. Por esta razón es que se requiere otra solución de fondo para poder alcanzar la sustentabilidad energética. Es así como en los próximos dos escenarios se incluirá el desarrollo del Tight gas como alternativa de abastecimiento de la demanda.

2. Escenario óptimo

A partir de este escenario se presentará el desarrollo de Tight Gas como una nueva fuente de abastecimiento alternativa. En este caso se tendrán en cuenta los costos de cada una de las alternativas, junto a sus factores limitantes, y se aplicará la teoría de programación lineal para encontrar los niveles de actividad óptimos, de forma de minimizar el costo de abastecimiento de la demanda, en función de los límites de capacidad contractuales o físicos antes explicados.

Al igual que en el escenario anterior se toman las proyecciones de demanda y producción antes comentadas. La brecha que queda será cubierta con una combinación entre las tres alternativas determinadas en función de los costos. Para ello se han proyectado los costos de cada una de las alternativas a lo largo del horizonte temporal del estudio. La tabla 3.1 muestra la evolución de los precios.

Año	Precio Gas Bolivia (USD/MMBTU)	Precio GNL regas. (USD/MMBTU)	Precio Tight Gas (USD/MBTU)
2004	1,59		
2005	2,54		
2006	4,17		
2007	5,16		
2008	8,54	18,00	
2009	5,88	12,00	6,78
2010	6,11	7,50	6,98
2011	6,35	7,80	7,19
2012	6,61	8,11	7,41
2013	6,87	8,44	7,63
2014	7,15	8,77	7,86
2015	7,43	9,12	8,09
2016	7,73	9,49	8,34
2017	8,04	9,87	8,59
2018	8,36	10,26	8,84

Tabla 3.1. Precios de las alternativas de abastecimiento.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

El criterio adoptado para la proyección de los precios fue tomar el precio base del año 2009 junto a una tasa de crecimiento anual del 3% para todos los casos. Cabe recordar que la unidad en la que se presentaron los datos de la tabla 3.1 es: USD/MMBTU ya que es la unidad con la cual se representan las transacciones mundiales; para el resto de los cálculos se hicieron las conversiones correspondientes.

En el caso del Tight Gas se ha tomado como precio base del 2009 el precio de equilibrio, encontrado en el análisis económico del proyecto “tipo” estudiado en el capítulo anterior, más un margen del 16%. Se tomó ese criterio ya que no se puede suponer que el costo de abastecerse con Tight Gas será el del precio de equilibrio de los proyectos. Ningún operador tomaría semejante riesgo.

Es así como se tomó el precio de equilibrio (5,83 USD/MMBTU) y se le aplicó un factor aproximado del 16%. El precio base del Tight gas para el año 2009 sería de 6,78 USD/MMBTU. Es necesario aclarar que este precio de 6,78 USD/MMBTU está planteado como un punto límite. Lo que se busca en esta optimización es someter al Tight gas a una situación desfavorable en lo que se refiere a costos y , más allá de esto, demostrar que se trata de una alternativa robusta para el abastecimiento debido a los limitantes de capacidad que tiene el gas de Bolivia y el GNL.

Con esta explicación es que se comprende mejor, el mayor costo del Tight gas sobre la importación de Bolivia; expresado en la tabla 3.1. Nuevamente se destaca, que ese costo ha sido asignado para colocar a la alternativa del Tight gas en una situación desfavorable en lo que se refiere a costos y

entender mejor el limitante de capacidad que tienen el GNL y el gas de Bolivia.

En síntesis, con el costo asociado a cada una de las alternativas junto a los límites de capacidad antes descritos se utilizó un modelo de programación lineal para encontrar las cantidades óptimas a importar/producir de GNL, Gas Boliviano y Tight gas para cubrir la brecha proyectada entre la demanda y la producción local de cuencas convencionales. El objetivo del análisis fue minimizar la ecuación del costo total para cubrir la brecha:

$$(Costo\ abastecimiento\ brecha)_i = (Vol.GNL \times costo\ GNL + Vol.Gas\ imp.Bolivia \times costo\ Gas\ imp.Bolivia + Vol.Tight\ Gas \times costo\ Tight\ Gas)_i$$

Objetivo: $Min(Costo\ abastecimiento\ brecha)_i$

Los resultados se presentan la tabla 3.2:

Año	Imp Gas Bolivia (MMm3)	Importacion GNL (MMm3)	Tight Gas (MMm3)	Costo total (MMUSD)
2010	4671	0	0	3.964
2011	6593	0	0	4.483
2012	8505	0	0	5.038
2013	9855	0	554	5.645
2014	9855	0	2505	6.340
2015	9855	0	4393	7.055
2016	9855	0	6273	7.805
2017	9855	0	8145	8.593
2018	9855	0	10010	9.421

Tabla 3.2. Volúmenes y costos de abastecimiento.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

La columna de costo total expresa el mínimo costo de abastecimiento de la brecha entre la demanda y la producción de las cuencas convencionales. Este valor fue calculado a partir de las cantidades óptimas halladas por el método de programación lineal. Es así como se obtiene el gráfico 3.4 para la combinación óptima:

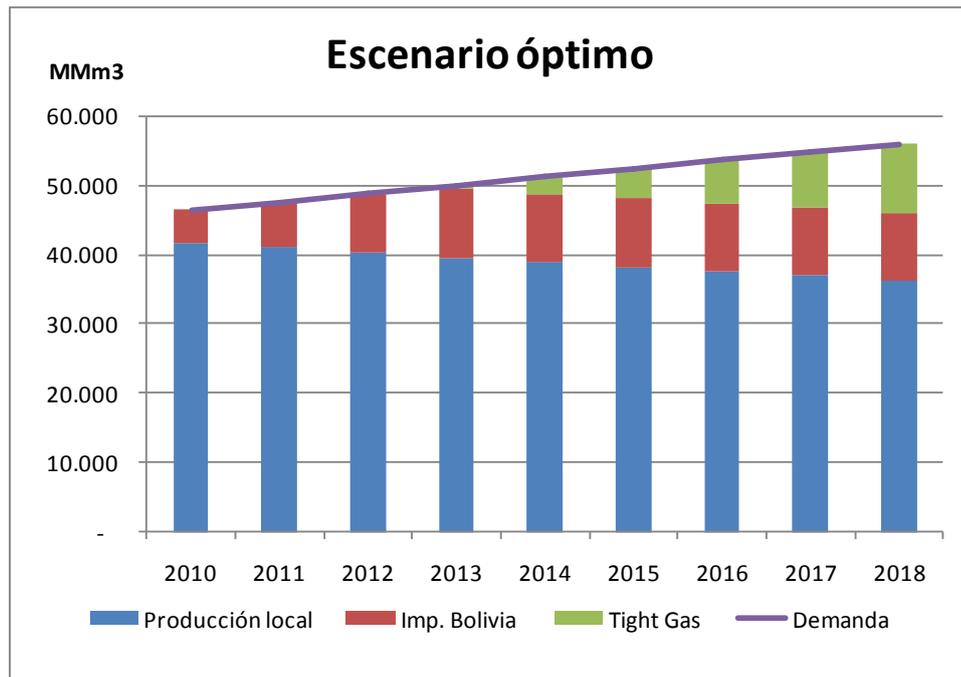


Gráfico 3.4. Escenario óptimo.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

Lo que se observa claramente es que el método de programación lineal va eligiendo como primera opción la de menor costo hasta que la misma satura su capacidad, para pasar a consumir la opción de menor costo siguiente y así sucesivamente. Por esta razón es que se observa que en el año 2010 se suple la brecha únicamente con importaciones de Bolivia. Esta situación se mantiene hasta que su capacidad de 27 MMm³/día no puede cubrir la brecha y a partir de ese momento (año 2013) se incluye la producción de Tight Gas.

Este modelo, en el cual se ubicó al Tight gas en una situación desfavorable en cuanto a costos, logró demostrar que el mismo integra una parte significativa en el mix óptimo más allá de su mayor costo frente al gas de Bolivia. Es así como queda expuesto que las alternativas de GNL y gas de Bolivia tienen grandes limitaciones en lo respectivo a capacidad. Por tal motivo no hay que mirar todo en función al costo de abastecimiento, sino tener una visión más amplia al momento de tomar decisiones en lo que se refiere a abastecimiento energético.

Antes de continuar con el análisis es necesario entender cuál es la cantidad de proyectos que deben ser aprobados para poder cumplir con las cantidades calculadas en la solución óptima. Esta verificación se resume en la tabla 3.3.

Año	Tight Gas (MMm3)	Cantidad de proyectos
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	554	15
2014	2505	68
2015	4393	120
2016	6273	171
2017	8145	223
2018	10010	274

Tabla 3.3. Cantidad de proyectos necesarios.

Fuente: elaboración propia a partir de datos suministrados.

Básicamente lo que se hizo fue obtener la productividad por proyecto, cálculo que resulta de la producción acumulada del proyecto dividido por la cantidad de años del mismo. La productividad de cada proyecto obtenida fue de: 36,48 MMm³/año. A partir de esta productividad por proyecto se estimó la cantidad de proyectos que debían aprobarse para que el desarrollo de los recursos de Tight Gas fuera suficiente para cubrir parte de la brecha en el horizonte temporal en estudio. Es necesario recordar que este cálculo es una aproximación, ya que no todos los proyectos enganchan su producción al mismo tiempo y además no son todos iguales. Más allá de esta aclaración, los valores obtenidos son viables en lo que se refiere al orden de magnitud ya que habría que comenzar con 15 proyectos aprobados.

La cantidad de proyectos necesarios en los últimos años es muy alta debido a que coincide la caída en la curva de producción de los mismos con el aumento de la cantidad necesaria de gas para cubrir la brecha en lo que se refiere a Tight gas. Este es otro motivo por el cual hay que tomar este cálculo como una mera simplificación.

Como todo óptimo, esta solución queda alejada de la realidad, no por motivos físicos ni económicos sino porque deja de lado cuestiones relativas a la estrategia y toma de decisiones para alcanzar un plan energético nacional.

En otras palabras, esta solución óptima fue únicamente calculada en función de obtener un costo mínimo sin importar cuestiones estratégicas ni de dependencia económica. Por tal motivo es que el próximo escenario planteará una solución al problema de la brecha teniendo en cuenta costos, factores económicos nacionales y puntos estratégicos en lo que se debe basar el estado para construir un plan energético nacional a largo plazo. De esta forma se logrará dejar de depender de alternativas poco económicas como lo son el GNL y el gas de Bolivia.

3. Escenario propuesto

Por último se plantea un escenario en el cual se introducirá la alternativa del Tight gas como fuente de abastecimiento junto con las importaciones antes descriptas, pero incluyendo una tasa de reemplazo de las mismas. Para su justificación se emplearán argumentos económicos y estratégicos en lo que se refiere a la sustentabilidad energética y no solo un análisis basado en el óptimo mix a partir de los costos, como se desarrolló en el caso anterior.

Nuevamente al igual que en los casos anteriores, se parte de la demanda y la producción proyectada antes explicada. Ahora se pasa a analizar cada una de las alternativas y entender cuáles son sus principales características que la convierten en una fuente de abastecimiento conveniente y cuáles son los argumentos que definitivamente obligan a desestimarlas por completo.

Con respecto al caso del GNL regasificado en Bahía Blanca, de llegar a adoptarse esta alternativa como una fuente definitiva de gas natural, el estado estará completamente atado al riesgo que implica la variabilidad del precio del GNL en el mercado mundial, del cual todavía no se conoce con certeza el camino que tomará. Si bien hay signos de bajas respecto a años anteriores, todavía no se tienen las herramientas necesarias para tomarla como una fuente a nivel estratégica. Se recomienda evaluar esta opción únicamente para solucionar problemas de corto plazo en donde haya que cubrir picos en la demanda, como por ejemplo algunas semanas críticas del invierno y no como se está usando actualmente de manera constante durante todo el año. Estos argumentos van sumados a los ya mencionados respecto a su alto costo. Sumado a esto, la capacidad de regasificación está atada a la del buque regasificador ubicado en el puerto de Bahía Blanca.

Cabe mencionar que actualmente existen licitaciones para la construcción de una planta de regasificación posiblemente localizada en Escobar, Pcia de Bs As. Esta inversión será aproximadamente de MMUS\$ 150 para la construcción de una estación regasificadora a orillas del Río Paraná de las Palmas. Si bien este proyecto podrá aumentar la capacidad de regasificación del país, no será una amenaza para la alternativa del Tight Gas ya que el costo final del GNL rondará los US\$ 6,5 sin repagar las inversiones. A su vez, el mismo cuenta con problemas logísticos desde su diseño. Esto es así debido a que el buque metanero madre proveniente de Trinidad y Tobago con el GNL no entraría en el canal troncal de la Hidrovía Paraná-Paraguay ya que el mismo cuenta con 270 metros de eslora y la navegación en el Paraná está restringida para buques con eslora mayor a 230 metros. Debido a esto, el buque metanero anclará a 200 Km de la costa, en el Mar

Argentino, y un barco de menor porte se empalmará con el buque metanero para realizar el trasbordo del combustible y llevarlo aguas arriba hasta la estación de regasificación en Escobar. Todas estas dificultades operativas se verán reflejadas en los costos y también en el precio final del GNL regasificado.

En lo que respecta a la importación de gas natural de Bolivia, se está limitado a cuestiones contractuales y de capacidad de transporte. A partir del 2009 entró más gas de Bolivia por el gasoducto. Cabe destacar que el gasoducto existente tiene capacidad de hasta 10 MMm³ diarios (ampliación mediante) y que está en los planes construir un nuevo ducto de 20 millones de m³ que se puede incrementar a 30 millones con plantas recompresoras. De llegar a continuar con este camino de importaciones: en 2011 entrarán 15,3 MMm³/día; en 2012: 22 MMm³/día y en 2015 se deberá ampliar, o construir nuevo ducto para poder cubrir la brecha antes explicada.

Más allá de la limitación en lo que respecta al transporte, cabe señalar que en el aspecto contractual Bolivia deberá realizar inversiones para que los caudales firmados en el mismo sean posibles de alcanzar. En los capítulos anteriores se ha mostrado que ya hay indicios de incumplimiento en las entregas debido a que Brasil tiene una posición prioritaria respecto a la Argentina. La imposibilidad de cumplimiento contractual es inevitable si no hay inversiones. Bolivia no puede cumplir lo contratado a menos que invierta en sus cuencas, si esto no es realizado la Argentina no dispondrá de las decenas de millones de m³/día de gas que hacen falta para compensar la caída de producción de las cuencas argentinas.

Ahora cabe destacar los argumentos por los cuales más allá de motivos económicos, es conveniente reemplazar el GNL y las importaciones de Bolivia por la producción de Tight Gas. Debido a que aproximadamente el 45% de la matriz energética nacional se basa en el gas natural, todas las instalaciones están adecuadas a este tipo de combustible; por tal motivo sería un despropósito no utilizar la capacidad de transporte, compresión y distribución en lugar de invertir en el desarrollo de nuevas fuentes. Es decir, será posible proveer el gas desde los yacimientos de Tight gas que existen principalmente en la Cuenca Neuquina hasta los puntos de consumo sin inversiones en infraestructura adicional. Sin embargo cabe recordar que el costo de producción es mayor que para el gas convencional, aunque es netamente inferior a otras posibilidades de suministro, como gas boliviano o GNL.

El Tight Gas se trata de una fuente con altísimo potencial a futuro, la cual podrá aumentar las reservas de gas agregando valor a las empresas que inviertan en exploración y desarrollo de este tipo de proyectos. Esto también permitirá al estado disponer de una independencia en lo que respecta al abastecimiento energético actualmente perdido. Es decir, no es lo mismo producir un m³ de gas, que importarlo. Cuando una empresa decide invertir en un proyecto de desarrollo el mismo trae un movimiento de toda la economía regional que es muy beneficioso para el crecimiento nacional.

Antes de continuar con el análisis es interesante mostrar el siguiente cuadro que resume varios aspectos antes mencionados:

Característica	Yacimiento Convencional	Importación de Energéticos	Yacimientos No Convencionales
Generación de Impuestos	Alta (mayor por la producción)	Nula	Alta (mayor por el desarrollo)
Inversión Requerida	Media	Gasto	Alta a Muy Alta
Tecnología Necesaria	Media	Nula	Alta a Muy Alta
Generación de Puestos de Trabajo	Alta al inicio; baja fase producción	Nula	Alta durante todo el desarrollo y por tiempos prolongados
Valor Agregado	Medio	Nulo	Alto
Costos de Desarrollo	Medio	Nulo	Alto

Cuadro 3.1. Características de las alternativas de abastecimiento.

Fuente: Congreso de producción del Bicentenario.

Luego de todos los argumentos descriptos, se plasmará la propuesta concreta en el gráfico 3.5:

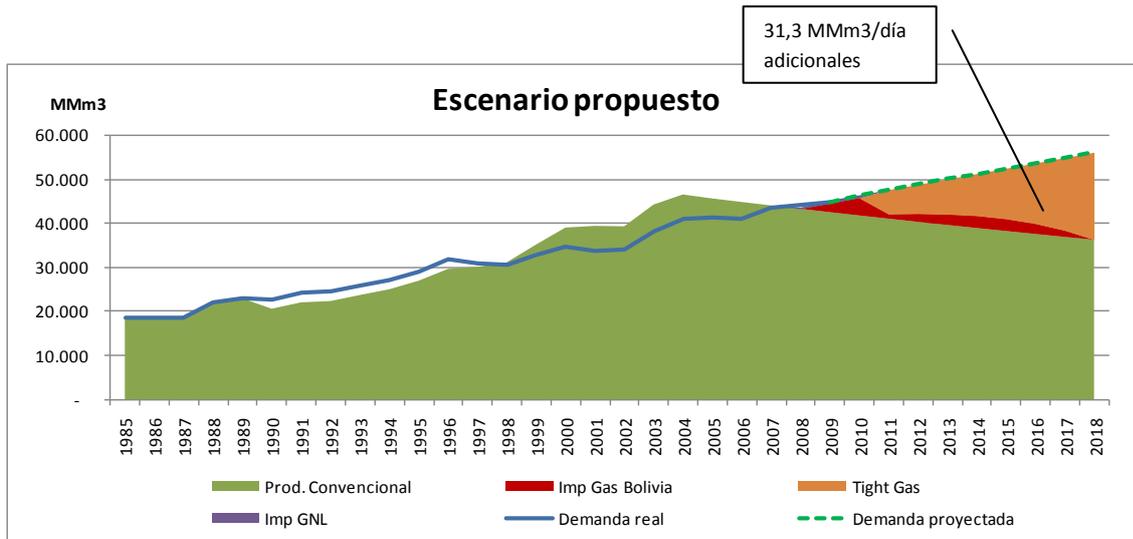


Gráfico 3.5. Escenario propuesto.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos suministrados.

En el gráfico 3.5 se puede observar el decrecimiento progresivo de las importaciones de GNL y gas de Bolivia, las cuales son reemplazadas por la producción de los yacimientos de gas no convencional. En el horizonte estudiado, la inclusión del Tight gas añadiría en promedio 31,3 MMm³/día para poder cumplir con la demanda interna pronosticada.

Debido a todos estos argumentos sumados al análisis económico anteriormente desarrollado se puede establecer que 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. Esto será viable siempre y cuando se cumplan las condiciones de mercado adecuadas, con precios competitivos las cuales pueden abrir muchas oportunidades de desarrollo. Además los volúmenes de los recursos de Gas No Convencional parecen ser muy grandes, en comparación con los volúmenes remanentes de los reservorios convencionales.

Hasta el momento recién se han dado los primeros pasos, lo que resta es tomar decisiones firmes. Con muy pocas medidas más el desarrollo de estos yacimientos se convertirá en el futuro de la actividad hidrocarburífera del país.

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES FINALES

En la Argentina, durante los últimos 5 años se ha registrado un aumento de la demanda de todo tipo de energías como consecuencia de la reactivación industrial nacional, seguido por un aumento del PBI. Todos estos hechos han saturado la capacidad de cubrir la demanda de gas y otros combustibles. Además, las proyecciones de demanda energética estiman una tendencia creciente. Por tal motivo se ha tenido que recurrir a fuentes de gas natural poco económicas como las importaciones de Bolivia y GNL regasificado.

El crecimiento nacional debe apoyarse en fuentes de energía abundantes para alcanzar la sustentabilidad económica a largo plazo. Sin embargo, el escenario actual muestra que cerca del 50 % de la matriz energética se basa en gas natural, cuyos yacimientos han entrado en etapas de declinación. Esto genera año tras año una disminución del nivel de reservas lo cual crea un panorama aún más incierto.

Este problema plantea la necesidad de evaluar la explotación de reservorios de “Tight Gas” en la matriz energética nacional, lo que permitiría independizarse de las importaciones de gas y abastecer la demanda interna. De esta manera se dispondría de una fuente de recursos energéticos a largo plazo. Sin embargo para que los proyectos de “Tight Gas” sean viables, es necesario disponer de un marco tecnológico desarrollado y de una política de precios diferenciada.

La producción del gas de reservorios de “Tight Sands” podría convertirse en la solución a la demanda de gas de corto y mediano plazo para nuestro país. Esto no será viable si no se recurre a tecnologías de punta para la perforación y estimulación del reservorio, las cuales generan inversiones y costos elevados. En las próximas décadas, la producción de formas no convencionales de gas se convertirá en un punto fundamental del abastecimiento energético mundial. Para prepararse para este futuro, es importante que la industria haga foco en las tecnologías que serán necesarias para seguir con el desarrollo de los reservorios no convencionales y estar a la altura de las circunstancias.

Es aquí que el precio de gas en boca de pozo juega un papel fundamental, ya que determinará la viabilidad de los proyectos. Es decir, el principal requerimiento para incentivar las inversiones en este sector energético es generar un claro panorama de precio competitivo de mercado. Desde la

crisis de fines de 2001, la actividad exploratoria gasífera se encuentra estancada, situación que se fundamenta en la falta de horizonte de mercado en el mediano a largo plazo. La exploración de hoy requiere suponer un precio de mañana que justifique la inversión. La distorsión del precio actual del gas natural, combinada con la incertidumbre del marco regulatorio gasífero, desalientan la actividad exploratoria para el gas.

Esto, sumado al bajo costo de compra para los consumidores, genera una situación de alta demanda y baja exploración y producción, produciéndose una brecha, la cual debe ser cubierta con fuentes de gas natural mucho más costosas como la importación de Bolivia o la compra de GNL regasificado.

Este estudio planteó un escenario en el cual se incluyó al Tight Gas como una nueva fuente de abastecimiento para cubrir esta brecha. El resultado del análisis económico reveló que la viabilidad de introducir el desarrollo del Tight gas depende directamente de un contexto económico y regulatorio estable, donde el precio juega un papel fundamental. Actualmente el nivel de precios en boca de pozo se encuentra alejado del punto en el que debe estar el mismo para alcanzar la viabilidad de desarrollar los proyectos de gas no convencional. El programa Gas Plus está sirviendo únicamente como un signo diferenciado de posibilidades regulatorias. Pero el desarrollo de este tipo de recursos no convencionales no será posible si no se libera el PGBP hasta alcanzar los niveles internacionales.

Para el Estado nacional la decisión de liberar el PGBP podría tener consecuencias inmediatas a nivel político-social. Esto es debido a que en el corto plazo se produciría un aumento de las tarifas del consumidor final, provocando malestar. Por tal motivo, resulta una decisión difícil de tomar. Sin embargo se debe ser consciente de que se debe priorizar el abastecimiento energético nacional a largo plazo, ya que es el motor fundamental para continuar el camino de crecimiento y así brindar mejores posibilidades económico sociales a la población.

En cambio, de llegar a persistir esta situación en la cual el PGBP está regulado, se estancará el nivel de inversiones en nuevos proyectos y la incorporación de reservas será cada vez menor. Esto traería como consecuencia directa, un aumento progresivo de las importaciones de gas boliviano y de GNL, hasta que luego de un par de años las mismas hayan superado el nivel de producción local. De llegarse a este escenario límite, los precios en las tarifas de los consumidores estarán manejados por los altos costos de las importaciones y sin posibilidad alguna de limitar esos precios.

Con lo cual se llegaría a un escenario extremo donde el abastecimiento gasífero tendría un costo desmedido y las posibilidades de sustentabilidad económicas se verían disminuidas.

Un ejemplo a seguir es el caso del gobierno de Neuquén, el cual está centrando todos los esfuerzos para crear el panorama atractivo para que las empresas inviertan en el desarrollo del gas no convencional que cuenta la provincia. En Neuquén existen al menos 21 billones de pies cúbicos (Bpc, o 595.000 millones de m³) de gas no convencional, incluidos gas de esquistos y gas de arenas compactas, por lo que el potencial es enorme y muy interesante; sin embargo se necesitan los precios para extraer esos recursos. En la actualidad, la firma estadounidense Apache y la francesa Total están produciendo gas no convencional en la provincia, aunque esta producción es muy pequeña por ahora. Esto resultó posible debido a que los proyectos fueron enmarcados en el programa Gas Plus, como antes se mencionaba, no resulta sencillo comercializar el gas inmediatamente, ya que una vez que se obtiene la aprobación no es fácil encontrar un cliente que quiera comprar a esos precios.

El surgimiento de gas no convencional en EEUU ha cambiado la perspectiva del mercado del gas en el país, y existe esperanza de que existan yacimientos similares en la Argentina. La explotación de Tight Gas resulta una experiencia novedosa en el país. Estos yacimientos de baja permeabilidad han posibilitado incrementar de forma significativa la producción en los yacimientos gasíferos de América del Norte. Pero es importante señalar que los métodos para la extracción de este tipo de gas son muy sensibles a las fluctuaciones de los precios del gas natural, y sólo pueden ser económicamente rentables a precios de alrededor de los 6 dólares / MM BTU. Por lo tanto, para desarrollar estas arenas compactas de baja permeabilidad, habida cuenta de los objetivos económicos-sociales que ello aparejaría, se necesitarán precios de gas altos para lograr una ecuación económicamente positiva para las empresas productoras.

La producción de Tight Gas ha sacudido al sector de la energía sorprendiendo a todos los jugadores de la industria. Hay expectativas por la posibilidad de que estos recursos sean comercialmente viables a un precio menor a las importaciones de gas. El gas no convencional ha generado una verdadera revolución ya que implica un crecimiento en la escala de la cantidad de recursos disponibles. Lo más interesante del Tight Gas es que es sustentable en el tiempo: ya que da la posibilidad de incorporar reservas,

aumentando el valor de las compañías que inviertan en este tipo de proyectos.

Tras décadas de suministro de gas abundante, bajos costos e inversiones ineficientes, se ha entrado en un período donde las empresas deben prestar especial atención a cuestiones como la eficiencia operativa y controlar los “drivers” de sus proyectos para disminuir el riesgo. En este sentido el Tight Gas se presenta como un excelente ejemplo de transformación: los caudales son menores a los convencionales, se requieren perforar más pozos y mayor estimulación, por ende mayores inversiones. Más allá de estas cuestiones, el Tight Gas se presenta como una excelente alternativa para afrontar esta era de transformación en la industria energética.

En materia de políticas públicas, la Argentina necesita recuperar la inversión en exploración y producción de gas natural, que se perdió desde antes de la crisis de 2001 y que aún no se ha logrado restablecer. El país ha diseñado distintos planes, tales como Gas Plus, el que efectivamente ha contribuido a sostener la inversión existente o a aminorar la caída. Pero esos planes no son suficientes para alcanzar los niveles de inversión que el upstream necesita para recuperar reservas y aumentar la producción de gas. Para lograrlo, el sector requiere de un aumento consistente de los precios del gas en boca de pozo. Es claro que el precio que el país paga por el gas que se importa de Bolivia o el GNL que llega al país por barcos es entre cuatro y cinco veces más caro que el precio que se reconoce a los productores locales.

El programa Gas Plus debe ser solamente considerado como una señal positiva, por parte del Estado Nacional, desde el punto de vista regulatorio que incentiva el desarrollo de proyectos de Tight Gas. El programa Gas Plus no da el marco de precios necesarios para desarrollar a largo plazo el abastecimiento de gas natural a partir de gas no convencional. En este sentido, la solución para permitir el desarrollo de Tight Gas a una escala considerable es liberar el precio de gas en boca de pozo en forma gradual hasta alcanzar los valores internacionales. El programa Gas Plus será una herramienta de vital importancia, únicamente, para iniciar el período de transición.

La actualización del precio de gas en boca de pozo es cada día más urgente, ya que la declinación de la producción y de las reservas acota cada vez más la capacidad de sustentabilidad energética argentina, y podría, en el

mediano plazo, llevar a afrontar la necesidad de una importación creciente de gas natural.

El paradigma energético de la Argentina está cambiando; esto implica que de un concepto de abundancia relativa del recurso gas natural a precios bajos, se pasa a un recurso escaso con precios crecientes en un plazo previsible. Debido a que aproximadamente el 45% de la matriz energética nacional se basa en el gas natural, todas las instalaciones están adecuadas a este tipo de combustible. Por tal motivo es interesante utilizar la capacidad de transporte, compresión y distribución en lugar de invertir en el desarrollo de nuevas fuentes.

El Tight Gas representa una fuente con altísimo potencial a futuro, la cual podrá aumentar las reservas de gas agregando valor a las empresas que inviertan en exploración y desarrollo de este tipo de proyectos. Esto también permitirá al Estado Nacional disponer de una independencia en lo que respecta al abastecimiento energético actualmente perdido. Es decir, no es lo mismo producir un m³ de gas, que importarlo. Cuando una empresa decide invertir en un proyecto de desarrollo, el mismo trae un movimiento de toda la economía regional que es muy beneficioso para el crecimiento nacional.

El desarrollo de las reservas del gas de Tight Sands podría convertirse en la solución a la demanda de gas de corto y mediano plazo para nuestro país. Esto será viable siempre y cuando se cumplan las condiciones de mercado adecuadas, con precios competitivos que puedan abrir muchas oportunidades de desarrollo. Hasta el momento recién se han dado los primeros pasos; lo que resta es tomar decisiones firmes. Con muy pocas medidas más, el desarrollo de estos yacimientos se convertirá en el futuro de la actividad hidrocarburífera del país.

Las fuentes no convencionales, tales como el Tight Gas, deben ser concebidas como alternativas estratégicas en lo que respecta a las políticas energéticas de los estados. Es decir, representan el futuro de la industria gasífera. Por ello, es importante empezar ya mismo a estudiarlas y entenderlas para tener una ventaja competitiva en el futuro, cuando sea necesario utilizarlas a gran escala.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Gustavo Lahoud. Marzo 2007. Centro latinoamericano de investigaciones técnicas y científicas. “Bolivia y la puesta en marcha de los acuerdos energéticos con Argentina”.
http://www.cienciayenergia.com/Contenido/argentina/pdf/070329_i_gol_3_1.pdf
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Ricardo de Dicco. Abril 2006. Centro latinoamericano de investigaciones técnicas y científicas. “Argentina: aumenta la demanda de hidrocarburos y declinan las reservas”
http://www.cienciayenergia.com/Contenido/argentina/pdf/060405_i_rad_1.pdf
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Lucas Schneider. Noviembre 2008. Centro latinoamericano de investigaciones técnicas y científicas. “Tight Gas Sands y sus desafíos”
http://www.cienciayenergia.com/Contenido/pdf/081101_Is_arg.pdf
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Lucas Schneider. Junio 2008. Centro latinoamericano de investigaciones técnicas y científicas.
“El proyecto de regasificación de GNL en la Argentina”.
http://www.cienciayenergia.com/Contenido/pdf/080601_Is_arg.pdf
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Balance energético nacional 2007 (BEN). Secretaría de Energía de la Nación. Ministerio de Economía.
http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/balances_energeticos2006/BEN_A_VANCE_2006.pdf
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Da Costa Roberto. “Análisis del abastecimiento de gas natural”. Maestría en energía. Universidad Nacional de Cuyo. 2006
www.fing.uncu.edu.ar/academico/posgrados/energia/.../18_sei7.pdf
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ “Economía del gas natural”. Maestría en energía. Universidad Nacional de Cuyo. 2006
- ✓ “Política energética y desarrollo sustentable”. Maestría en energía. Universidad Nacional de Cuyo. 2006
- ✓ Anuario Petrolero. 2009/2010

- ✓ Instituto argentino de la energía General Mosconi
<http://www.sitio.iae.org.ar/index.php/inicio>
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos (YPFB)
www.ypfb.gov.bo
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ U.S. Energy Information Administration
www.eia.doe.gov
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Instituto argentino del petróleo y el gas (IAPG)
www.iapg.org.ar
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Total. 2007. "Tight Gas reservoirs. Technology intensive resources"
www.total.com/en/tight-gas-reservoirs-940885.html
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Society of petroleum engineers (SPE)
www.spe.org.ar
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ CAMMESA
www.cammesa.com
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Banco Mundial
www.bancomundial.org.ar
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ INDEC
www.indec.gov.ar
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ UIA. Junio 2008. "Algunas reflexiones sobre el sector gasífero".
<http://www.uia.org.ar/departamento.do?id=4&sid=3&cid=360>
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Lic. Salvador Gil. UNSAM. 2007 "Gas presente y futuro".
http://www.fisicarecreativa.com/papers_sq/papers_sqil/Gas/energia_CH_N2k7.pdf
Página vigente al: 18/07/2010

- ✓ ITBA. Coloquio IDEA 2007. "Abastecimiento sustentable de energía".
[www.itba.edu.ar/archivos/.../1810 - IDEA 11-07.10-08.pdf](http://www.itba.edu.ar/archivos/.../1810_IDEA_11-07.10-08.pdf)
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Lic. Barreiro. SPE. "Análisis de la provisión futura de gas a la Argentina".
[www.spe.org.ar/.../Tight%20sands%202009_Mendoza%20\(PPTminimizer\).ppt](http://www.spe.org.ar/.../Tight%20sands%202009_Mendoza%20(PPTminimizer).ppt)
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ ENARSA
<http://www.enarsa.com.ar/>
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Cátedra Proyectos de Inversión ITBA
<http://www.centros.itba.edu.ar/proyectede inversion/>
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Secretaría de Energía
<http://energia3.mecon.gov.ar/home/>
Página vigente al: 18/07/2010
- ✓ Asistencia Workshop Tight Gas. SPE. Marzo 2010

ANEXOS

Anexo I

Contratos de importación con Bolivia

La siguiente tabla resume los principales acuerdos y contratos binacionales para el aprovisionamiento de Gas con sus respectivas características:

	Fecha	Volumen (MM m ³ /día)	Precio (USD/MMBTU)	Detalles
Convenio temporario de venta de gas natural entre Argentina y Bolivia	21/04/2004	4	1	Plazo: 6 meses
Addenda N°1	25/11/2004	6,5	1	Plazo: 31/12/2005
Addenda N°2	07/01/2005			Ajustes
Addenda N°3	03/11/2005	7,7	1	Plazo: 31/12/2006
Convenio Marco entre Argentina y Bolivia para la venta de gas natural y la realización de proyectos de integración energética	20/06/2006	7,7 (2007); 16 (2008-2009); 27,7 (2010-2027)	5	
Contrato compra-venta gas natural YPFB-ENARSA	oct-06	ratifican cantidades convenio	ratifican precio y formulas de reajuste	
Bolivia anuncia en reunión de presidentes que no puede cumplir con ninguno de los plazos del contrato	feb-08		Enero- Marzo 2008: 7,8	Bolivia indica que no podrá cumplir con sus obligaciones antes del 2012

Fuente: "Producción y abastecimiento de gas natural en los próximos años". Instituto argentino de la energía General Mosconi.

Anexo II

Descripción de los grupos de consumo de gas natural

➤ **Residenciales:**

Son usuarios que utilizan el gas para usos típicos de vivienda única, departamentos, pisos o sus partes comunes para cubrir las siguientes necesidades:

a) Servicios centrales con calderas para agua caliente y/o calefacción en edificios de propiedad horizontal para vivienda.

b) Necesidades domésticas tales como cocción de alimentos, calefacción y agua caliente, a partir de la utilización de cocinas, calentadores de ambiente, hornos, calentadores de agua, refrigeradores, secarropas, etc.

➤ **Comerciales:**

Son usuarios que usan el fluido para actos de comercio (con actividad principal de compra, venta y permutas) y de prestación de servicios. Son usuarios habituales los establecimientos gastronómicos (bares, restaurantes y confiterías), hoteles y hosterías. También se consideran los establecimientos de salud y educación privada, la banca pública y privada, y el abastecimiento de alimentos (mercados, grandes almacenes, etc.).

➤ **Usinas (Generación de Energía Eléctrica):**

Son usuarios que emplean el gas para generación de energía eléctrica. La autogeneración de energía eléctrica para establecimientos fabriles se excluye de esta clasificación.

➤ **Estaciones de GNC (Gas Natural Comprimido):**

Son usuarios excluyentes las estaciones de servicio, las cuales luego de comprimir el gas natural adquirido lo expenden para utilización como combustible en vehículos.

➤ **Industriales:**

Estos se clasifican en pequeñas, medianas y grandes industrias. Son usuarios que tienen como actividad el proceso de elaboración de productos, transformación de materias primas, reparación de maquinarias y equipos, y fabricaciones varias.

Anexo III

Tecnologías para el desarrollo

Tecnologías:

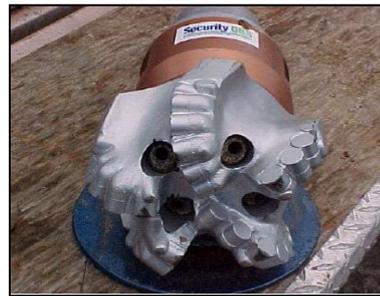
- ✓ Trepanos PDC
- ✓ Fracturas hidráulicas
- ✓ Agentes de sostén poliméricos
- ✓ Microsísmica
- ✓ Pozos en cluster
- ✓ Pozos horizontales
- ✓ Optimización mediante modelos integrados.

Tecnologías:

✓ **Trepanos PDC (Diamante policristalino)**

Características:

- Mayor velocidad de perforación
- Mayor resistencia



La producción de gas por pozo en arenas compactas es menor que la producción de gas de un pozo perforado en reservorios convencionales; por lo tanto deberemos perforar un número mayor de pozos para equiparar este desbalance. Los procesos de optimización y mejora continua serán de aplicación directa y efectiva para reducir los costos de perforación y terminación masiva, de forma tal de permitir desarrollar estos reservorios. Una de las claves que ayudan a la perforación direccional es tener un trépano capaz de cambiar rápidamente de ángulo.

✓ **Fracturas hidráulicas**

Para aumentar la producción de los pozos se requiere la realización de fracturas. Esta técnica se realiza una vez que el pozo ha sido perforado y consiste en bombear fluidos a alta presión (agua, CO₂, N₂, etc) de forma de romper la formación. La grieta abierta se llena con algún agente de sostén, tal como arena o cerámicos de buena esfericidad. El agente de sostén se

introduce dentro de la formación de manera que cuando cesa la presión, la fractura no se pueda cerrar. Hay casos que en lugar de arena se introducen agentes de sostén poliméricos (ultralivianos). Así se alcanza un área de contacto entre el pozo y la formación mucho más grande, aumentando la producción.

Una efectiva fractura en arenas de baja permeabilidad requiere de un efectivo posicionamiento de los agentes de sostén a lo largo de dicha fractura. Aunque tienen un alto costo, estas técnicas pueden aumentar el área de drenaje.

Equipos para fractura hidráulica

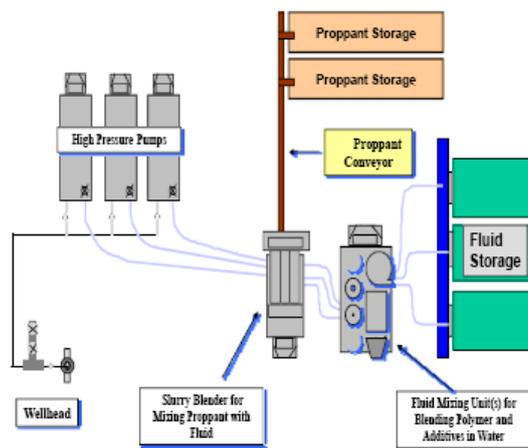


Figura 3.1

Fuente: "Fracturas con agentes de sostén ultralivianos". Alberto Castro. BJ Services. Workshop Tight Gas. SPE. Marzo 2010.

Infraestructura para operación de fractura



Figura 3.2

Fuente: Sitio web de Halliburton. <http://www.halliburton.com/public/common/trends.pdf>

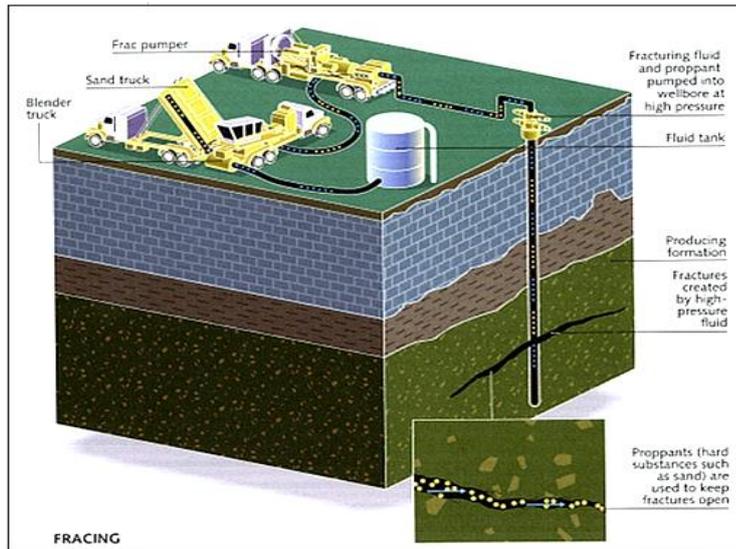


Figura 3.3

Fuente: "Análisis de la provisión futura de Gas a la Argentina". Lic. Barreiro. U.N Cuyo

Fracturas en pozos horizontales

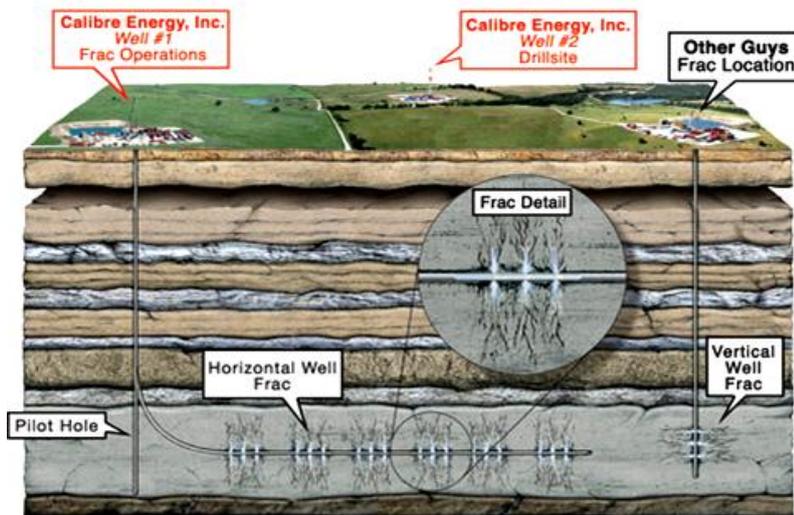


Figura 3.4

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

Al fracturar un pozo horizontal se hacen múltiples fracturas, se pueden hacer hasta 20 fracturas chicas. También se puede multifracturar un pozo vertical pero en un pozo horizontal se tiene mucha más formación en contacto con el pozo, obteniéndose más producción. Esta técnica se hace sobre cada una de las ramas. Cada fractura cuesta aproximadamente 300.000 dólares.

Mega-fractura hidráulica en Lindero Atravesado



Figura 3.4

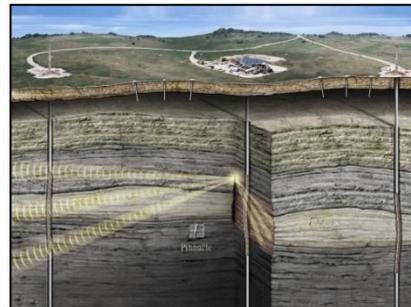
Fuente: Lindero Atravesado Proyecto Grupo Cuyo Carlos Segui – Alejandra Coluccia

✓ **Agentes de sostén poliméricos**

El uso de agentes de sostén ultralivianos (poliméricos), aumenta la permeabilidad de la fractura por mejor penetración y distribución.

✓ **Microsísmica**

Debido a que las fracturas se pueden desarrollar en sentidos no deseados es que se necesita una herramienta para poder monitorear el proceso de fracturamiento. Es así como surge la Microsísmica.



Al realizar una fractura tengo que saber cuáles son las direcciones de la misma. Por esta razón es que se coloca un sensor en un pozo testigo el que “escucha” donde se está rompiendo la formación y puede localizar en un sistema tridimensional donde se está fracturando la formación. Esto es fundamental ya que en los reservorios Tight a veces se tiene el agua arriba del gas y si la fractura va en esa dirección se arruina todo el trabajo. Por esta razón resulta fundamental monitorear las fracturas.

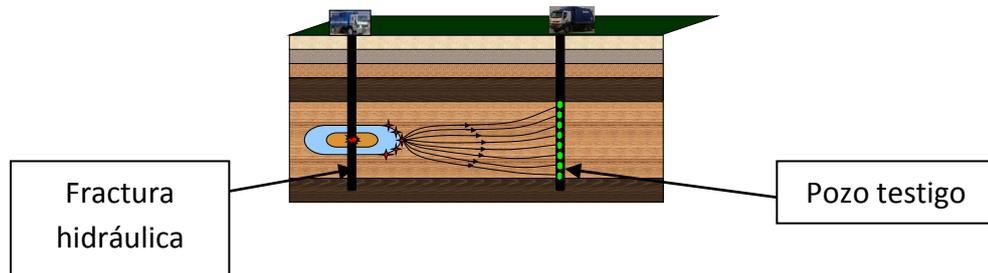
Entre los principales objetivos de la microsísmica se encuentran:

- Monitorear y evaluar las fracturas hidráulicas en tiempo real. (Orientación, geometría y complejidad de la fractura)

- Servir de herramienta para tomar decisiones en tiempo real a partir del conocimiento de lo que está sucediendo en fondo.

Funcionamiento de la Microsísmica:

- ✓ La presión y el esfuerzo que inducen las fracturas traen como consecuencia eventos microsísmicos.
- ✓ El monitoreo de los eventos microsísmicos se realiza a través de un pozo testigo el cual tiene instalado geófonos.



✓ Pozos horizontales y multilaterales

Para obtener un pozo comercial dos aspectos deben ser solucionados:

- Optimizar el recobro con diseños óptimos de completación y fracturamiento.
- Disminuir los costos de perforación, completación, fracturamiento y producción por pozo.

Debido a la poca capacidad del fluido para moverse en la roca resulta indispensable tener el mayor contacto posible del pozo con la formación. La baja permeabilidad existente hace que la producción por unidad de longitud sea extremadamente baja.

La clave, para mejorar la capacidad de producción, radica en incrementar el área de contacto a fin de aumentar la producción total. En este sentido resulta fundamental contactar las zonas con mejores características de reservorio (sweet spots), de la forma antes explicada.

A tal efecto se presentarán las tres alternativas: pozo vertical, horizontal y multilateral.

✓ Pozo Vertical

- Solo contacta el espesor del reservorio.
- Si no se alcanza la zona de mejores propiedades de roca, existe una alta probabilidad de fracaso. Alto riesgo.

- Limitada área de contacto.
- ✓ Pozo Horizontal
 - Mayores longitudes de contacto para un mismo espesor.
 - Posibilidad de navegar dentro del espesor en busca de las mejores zonas.
 - Aún sin fracturar, mayor área de contacto.
 - Multifracturado presenta un área de contacto enorme.

Consideraciones del pozo horizontal:

- Reservoirio
 - Heterogeneo
 - Zonas con diferentes propiedades de roca
 - Espesor de zona variable a lo largo del pozo
- Pozo
 - Espiralado mas que derecho
 - Rugoso y por ende presenta perdida de carga
 - Área de flujo transversal no constante
- Fracturas
 - Diferente diseño de fractura
 - Espaciamiento entre fracturas variable
- Performance del Pozo & Fracturas
 - Índice de productividad para estado pseudo estacionario. Caída de presión a lo largo del pozo no es considerado. Sobre estimación del PI.
 - Para propósitos prácticos los pozos horizontales multifracturados en reservorios “tight” no drenan la región más allá de los bordes de las fracturas.
 - Durante la mayoría de la vida del pozo el flujo es transitorio. La economía dicta la estrategia.



Figura 3.5

Fuente: “Nuevas tecnologías en reservorios no convencionales”. Jorge Ponce. Workshop Tight Gas. Marzo 2010.

✓ Pozo multilateral

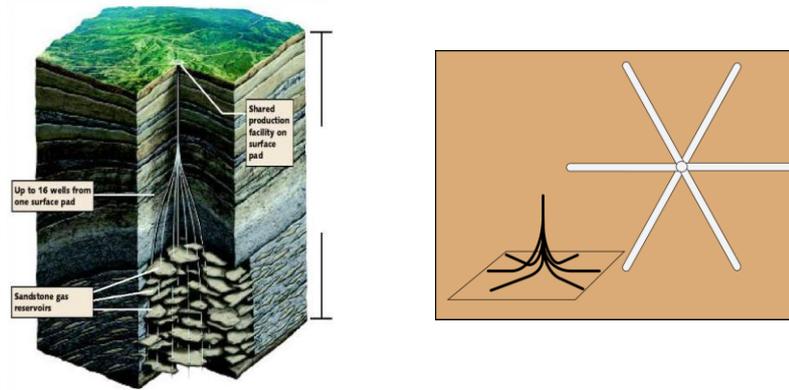


Figura 3.6

Fuente: "Nuevas tecnologías en reservorios no convencionales". Jorge Ponce. Workshop Tight Gas. Marzo 2010.

Fracturas longitudinales vs transversales

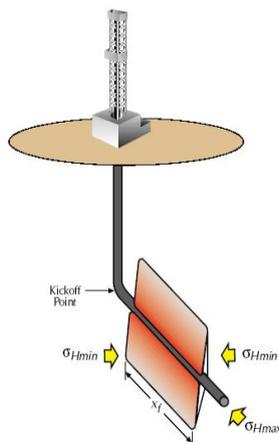
✓ Pozo Horizontal – Fracturas Longitudinales

- En teoría toda la longitud de la fractura contacta al pozo. En la práctica esto es difícil de lograr.
- Desde el punto de vista de la productividad tiene sentido en reservorios de permeabilidad media a alta y con rocas isotrópicas.

✓ Pozo Horizontal – Fracturas Transversales

- Más fácil de colocar las fracturas pero la conexión al pozo es limitada.
- Desde el punto de vista de la productividad son la mejor opción en reservorios "tight".

Fractura longitudinal



Fractura transversal

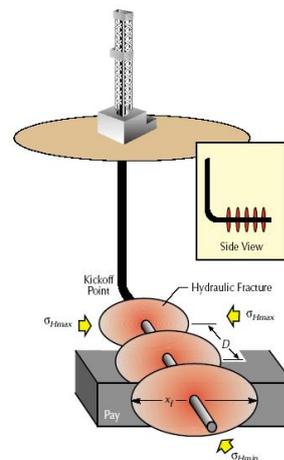


Figura 3.7

Fuente: "Nuevas tecnologías en reservorios no convencionales". Jorge Ponce. Workshop Tight Gas. Marzo 2010.

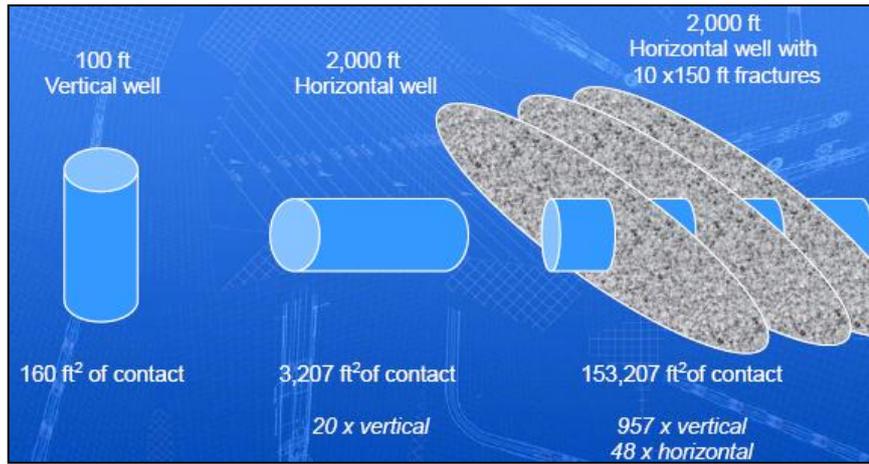


Figura 3.8

Fuente: "Nuevas tecnologías en reservorios no convencionales". Jorge Ponce. Workshop Tight Gas. Marzo 2010.

La imagen muestra cómo aumenta el área de contacto con la formación desde un pozo vertical hasta un pozo horizontal fracturado transversalmente, pasando por un pozo horizontal sin fracturar.

Otra forma de mostrar el impacto que genera desarrollar un pozo horizontal fracturado queda claramente expresado en el siguiente gráfico:

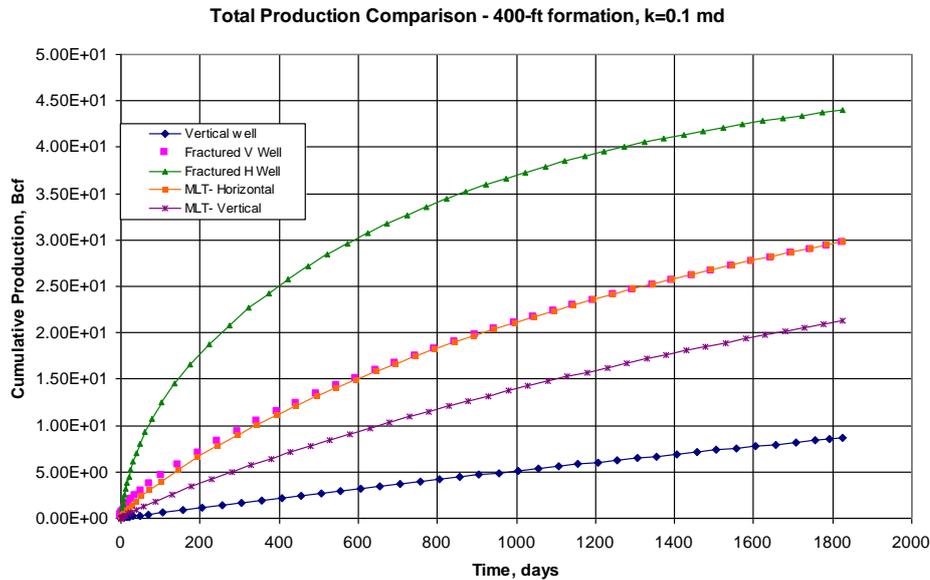


Figura 3.9

Fuente: "Nuevas tecnologías en reservorios no convencionales". Jorge Ponce. Workshop Tight Gas. Marzo 2010.

La producción acumulada es mayor a medida que se tiene mayor contacto con la formación. Lo que se desea mostrar es cómo se puede maximizar el nivel de producción con la aplicación de tecnologías como pozos horizontales y fracturas hidráulicas. El gráfico claramente expresa este concepto.

Completación y Estimulación de Pozos Horizontales con Múltiples Fracturas

Características principales:

- Se baja la completación, etapa de la construcción del pozo en la cual se introducen el equipamiento para poder producirlo, en una sola fase.
- Disponible a través de casi todas las compañías de servicio. Conceptualmente son similares aunque tienen particularidades. Comercializadas como FracPoint (Baker Hughes); StackFrac (PackersPlus); ZoneSelect (Weatherford); DeltaStim (Halliburton) y DirectStim (BJ Services).
- Pozos horizontales entubados o a pozo abierto. Se puede usar también en pozos verticales.
- Uso de esferas para abrir los puertos de fractura o camisas de estimulación. Cantidad de etapas depende del diámetro de las esferas. Actualmente hasta 24 etapas es posible.
- Posibilidad de bajar dichas completaciones en pozos de 3.75" a 8.75".
- Sistemas estándar para 10,000 psi de presión diferencial y 350 °F de temperatura. Versiones HPHT disponibles para 15,000 psi y 400 °F.
- Varios sistemas disponibles de packers. Nivel 5 de hermeticidad.
- Posibilidad de usar camisas que se pueden cerrar y abrir múltiples veces.
- Packer en zona de pozo entubado disponible en 4.5", 5.5", 7", 7.625" y 9.625"

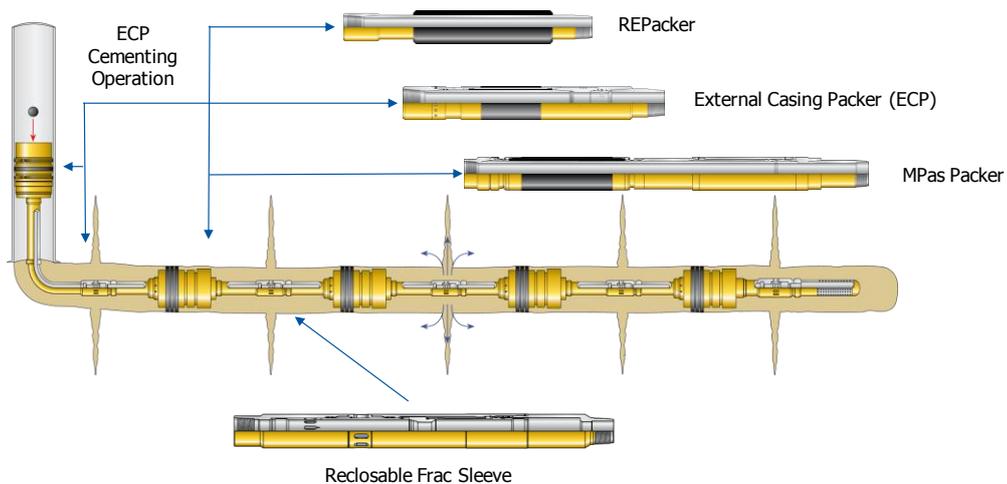


Figura 3.10

Fuente: "Nuevas tecnologías en reservorios no convencionales". Jorge Ponce. Workshop Tight Gas. Marzo 2010.

hacen muchos más pozos para tener el mayor contacto posible con la formación.

El espaciamiento normal de pozos convencionales de gas en Canadá y Estados Unidos es del orden de 1 pozo cada 2,6 Km². En cambio para pozos de tight sands, Canadá usa 1 pozo cada 0,32 Km² (área de drenaje 8 veces menor). Estados Unidos utiliza hasta 1 pozo cada 0,086 Km² (30 veces más pozos).

✓ **Perforación desbalanceada (UBD).**

Otra de las tecnologías utilizadas para el desarrollo de pozos Tight Gas es la de perforación desbalanceada. Así a partir de la utilización de espumas o gases, se logra disminuir la presión en el pozo y la invasión de la formación, evitando o disminuyendo el daño de formación.

✓ **Optimización mediante modelos integrados. Instalaciones de pozos y redes de superficie.**

Objetivos de la modelización:

- Confeccionar proyecciones de producción
- Evaluar de diferentes escenarios de desarrollo
- Analizar los futuros cuellos de botella en todo el sistema de producción
- Predecir la producción incremental de nuevos pozos
- Evaluar el rendimiento de las instalaciones

Un Modelo Integrado de Producción se presenta como la herramienta fundamental para el seguimiento y optimización del desarrollo de reservas del yacimiento. Con esta herramienta se modela el reservorio, las instalaciones de pozos y el sistema de captación en su conjunto, permitiendo visualizar fácilmente oportunidades de optimización del sistema productivo.

La inevitable declinación natural del campo conduce gradualmente a toda instalación a trabajar bajo condiciones operativas cada vez más alejadas de su punto de diseño original. El modelo integrado de producción es una de las herramientas de ingeniería utilizadas para pronosticar y monitorear los cambios que se originarán, permitiendo la optimización de sistema de producción.

En un yacimiento de gas, la declinación natural tiene como consecuencia la realización de permanentes cambios, reparaciones y modificaciones en el sistema de extracción, en las líneas de captación y en las instalaciones de

proceso. Es por ello que los trabajos de optimización son continuos, y frente a estos desafíos, contar con un modelo integral del campo constituye una de las herramientas más poderosas de las que se vale la compañía para monitorear y optimizar todo el sistema en su conjunto.

El objetivo es modelar:

➤ Reservoirio

El modelado del reservorio con balance de materiales es una simplificación respecto a los simuladores de reservorio, y por ello tienen algunos inconvenientes, pero permite una fácil integración con el resto de las partes del sistema (modelos de pozo y red de captación), y disminuye los tiempos de simulación, posibilitando evaluar rápidamente varias alternativas de optimización.

➤ Pozos

Los modelos de pozo son desarrollados a través de un software específico con el que se genera las curvas IPR (Inflow Performance Relationship).

➤ Sistemas de captación

Si el yacimiento posee una topografía muy irregular por donde se extienden las líneas de conducción, se agrega una dificultad adicional para predecir las pérdidas de carga de cada una de ellas; el factor gravitacional no es despreciable por tanto se debe tener especial cuidado en la elección de la correlación.

El modelo integrado tiene como muchas otras herramientas el objetivo de incrementar la rentabilidad y producción del campo. Permite un análisis detallado de las variables de ingeniería, facilitando la toma de decisiones en los distintos proyectos y haciendo estas más eficaces.

El modelo logra visualizar los efectos que se generan entre cada una de las partes, cuando alguna de ellas ha sido modificada, evaluando como impacta cada cambio en la performance total del sistema.

Luego de modelar cada una de las partes que constituyen el sistema productivo, estamos en condiciones de comenzar a realizar pronósticos y visualizar los resultados del modelo integrado de producción, y observar el ajuste de cada parte con las restantes.

Contribuciones técnicas:

- La herramienta integra el modelo de reservorio, la performance de los pozos y el sistema de captación.
- Facilita el entendimiento del sistema productivo y la toma de decisiones en los distintos proyectos.
- Permite modelar cada idea potencial y evaluar cómo influyen las mismas sobre los distintos componentes del sistema, a fin de mejorar el manejo del yacimiento.
- Permite estudiar la factibilidad de intervenciones necesarias para mantener los pozos en producción por más tiempo.
- Genera un plan de mejoras a largo plazo (incorporación de potencia, cambios de tubing, sargas de velocidad, etc.).

Contribuciones económicas:

- Maximiza la recuperación final del campo a partir de la optimización de los recursos disponibles.
- Optimiza las inversiones en instalaciones de superficie facilitando el dimensionamiento adecuado, lo que permiten maximizar los flujos de caja.
- Disminuye costos operativos en alquiler de compresores planificando la desinstalación de potencia, acorde a la declinación del campo.

Modelo integrado de producción en Campo Ranguil-co:

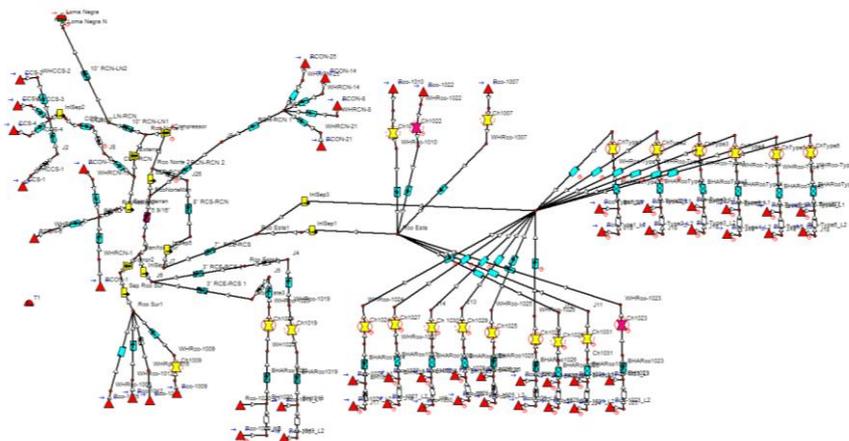


Figura 3.12

Fuente: "Modelos de producción integrados". Santiago Salvia. IFM Solutions. Workshop Tight Gas. SPE. Marzo 2010.

Anexo IV

Hitos en los aspectos regulatorios

Principales aspectos regulatorios

1990 - 1992	1993 - 2001	2002 - 2010
<p><u>GAS DEL ESTADO</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Precios regulados</u> • Mercado altamente concentrado. • MEyOySP establece los precios del Gas. • Gas del Estado Empresa Estatal, único comprador y vendedor de gas. • Servicios Integrados. • MEyOySP establecía tarifas a usuarios. <p><u>Autoridad Regulatoria</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Secretaría de Energía. • Gas del Estado. 	<p><u>PRIVATIZACION - DESREGULACION</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Precios libremente pactados</u> • Mercado menos concentrado. • Autoridad Regulatoria (ENARGAS) autoriza el pase a tarifa de las variaciones en el precio del gas. • Dos Compañías de Transporte. • Mercado de acceso abierto, Tarifas reguladas, las Transportistas no pueden comprar ni vender gas. • Nueve Compañías de Distribución, • Tarifas reguladas. <p><u>Autoridad Regulatoria</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Secretaría de Energía (Exploración + Producción) • ENARGAS (Transporte+Distribución) 	<p><u>PESIFICACION - REGULACION</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Precios controlados por el Estado</u> • Mercado controlado por el Estado • Institución Regulatoria (ENARGAS) intervenida. • Tarifas Políticas y control de precios. • Fideicomisos en proyectos de expansión. • Recargos impositivos con destino a Fondos Fiduciarios. Retenciones a la exportación de gas. • Importación de gas natural y LNG. <p><u>Autoridad Regulatoria</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Secretaria de Energía asume las funciones regulatorias.

Fuente: "El desafío de producir más energía". Congreso de Producción del Bicentenario 2010

Anexo V

Período II

A continuación se detallan algunos hechos relevantes durante el periodo (II) que incidieron en el costo energético:

A) Todos aquellos usuarios cuyo consumo histórico fuese superior a 9.000 m³/mes debieron dejar de comprar gas a su Distribuidora y pasar a comprar su propio gas en el mercado mayorista. Para implementarlo la Secretaria de Energía estableció un gradualismo en base al volumen demandado y un sendero de precios del gas en Boca de Pozo llevándolo a 1,70 US\$/MMBTu. para diciembre 2006, luego lo liberó. Como referencia en Enero 2002 el PGBP = 0,47 US\$/MMBTu.

B) Durante este Período se intensificaron los cortes para el sector industrial, tanto para los interrumpibles como para los firmes. En este último caso a través de reasignaciones de volúmenes formalmente contractualizados.

C) Durante los años 2007 y 2008 se implementó el Programa Energía Total

D) Dada la decreciente capacidad productiva de algunas cuencas (Neuquina y NOA) comenzó a importarse gas natural de Bolivia (por gasoducto) y GNL, gas natural líquido (por barco), recuperándose parcialmente el costo de esta operación mediante un cargo específico que solo paga una parte de la demanda, la diferencia se cubre mediante subsidios. Ver Gráfico II

E) Las usinas termoeléctricas trasladan el incremento del PGBP al precio del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) que solo paga una parte de la demanda.

F) Se produce un acomodamiento del valor de la tarifa, diferenciada y creciente acorde a la categoría de usuario final.

G) El GNC responde a un régimen especial.

H) Al efecto de estimular la incorporación de nuevos yacimientos el MINPLAN implementa el programa Gas Plus. Los precios para los volúmenes que entran dentro de este programa superan los 4 US\$/MBTU

Anexo VI

Gas Plus

Proyectos aprobados Gas Plus

El 9 de Octubre de año 2008 se aprobaron los primeros 18 proyectos calificados como Gas Plus. En el Boletín Oficial de la Nación 15 de Octubre de 2008 se publicaron los primeros proyectos aprobados, entre los cuales se destacan:

1. Proyecto D-129-COIRON”Concesión de Explotación ANTICLINAL GRANDE – CERRO DRAGON, ubicado en la Provincia del CHUBUT. *Panamerican Energy LLC.*
2. Proyecto “Lajas Inferior” Concesión de Explotación ESTACION FERNANDEZ ORO, ubicada en la Provincia de RIO NEGRO. *Apache Energía SRL.*
3. Pozo exploratorio PLU. St. Ra. xp-1012, de la Concesión de Explotación “RAMOS”, ubicada en la Provincia de SALTA. *Pluspetrol S.A.*
4. Proyecto “Formación Lajas - Tight Gas”, perteneciente al Yacimiento Cupén Mahuida de la Concesión de Explotación LOMA LA LATA – SIERRA BARROSA, ubicada en la Provincia del NEUQUEN. *YPF S.A.*
5. “Proyecto Desarrollo de Gas Profundo en Reservorios no Convencionales”Concesión de Explotación ANTICLINAL CAMPAMENTO, ubicada en la Provincia del NEUQUEN. *Apache Energía SRL.*
6. Proyecto Tuyutí”, Concesión de Explotación ACAMBUCO, ubicada en la Provincia de SALTA. *Panamerican Energy LLC.*
7. Proyecto “Piedras Negras”, Concesión de Explotación “SEÑAL PICADAPUNTA BARDAS”, ubicada en la Provincia del NEUQUEN. *YPF S.A.*
8. Proyecto “Las Lajas” Grupo Cuyo – Fm, Concesión de Explotación“LINDERO ATRAVESADO”, ubicado en la Provinciadel NEUQUEN. *Panamerican Energy LLC.*

De acuerdo a los planes, el volumen total de producción de estos nuevos proyectos deberá ser de 8.500.000 m³ por día durante el período 2009-2011. Las reservas que se incorporarán a partir de este programa rondarán el 6% del total correspondiente al remanente de las reservas comprobadas registradas a fines de 2007. Asimismo, las empresas se comprometieron a invertir un monto que asciende a los 1.300 millones de dólares.

Requerimientos técnicos de soporte

1	Planos	Plano de la la Concesión con los pozos del proyecto Plano Estructural de las zonas de interés Plano Isopáquico de las zonas de interés
2	Columna Estratigráfica	Columna Estratigráfica con las características de las rocas reservorio
3	Pozos Perforados	Formaciones Geológicas objetivo del proyecto Coordenadas, cota, profundidad Profundidad de las Formaciones y Reservorios Esquema de Terminación de Pozos Perforados
4	Perfiles	Copias en papel de Perfiles de 3 pozos tipos perforados en esa Concesión
6	Estudios, Ensayos	Estudios de Petrofísica Ensayos PVT Cromatografía de gas -Análisis de petróleo y gasolina Gradientes de densidad PLT – Perfiles de Producción Gradientes térmicos
7	Reservas	Reservas Comprobadas
8	Producción	Historia de producción de los pozos perforados Pronostico de producción del Proyecto Gas Plus
9	Plan de Acción e Inversiones	Plan específico del proyecto Gas Plus (3 años)
10	Costos Operativos	Información o desglose de los rubros que lo incluyen
11	Resumen del proyecto	Información gral. de Fm. Objetivo, Incr. Reservas, Pronóstico prod.
12	Sistema de medición	Descripción del sistema de medición independiente del Gas Plus