

Evolución y perspectivas

La Argentina y sus reservas de gas

Argentina and its gas reserves

Por/By Juan Robbiano (Nuevos Negocios/ New Ventures) y Rodrigo García Berro (Ingeniero de Planeamiento y Desarrollo/ Planning and Development Engineer), Total Austral

La apertura del mercado de gas ha generado un incremento de la producción incesante durante la década de los '90.

¿Cuál es el impacto de este incremento sobre las reservas del país?

Una parte importante de las reservas de gas de la Argentina está desarrollada, sin embargo quedan todavía alrededor de 200 Gm³ (*) localizadas principalmente en las cuencas del Noroeste y Austral que no han sido desarrolladas.

El artículo pretende analizar el impacto del incremento de la producción sobre las reservas, localizar la cantidad de reservas no desarrolladas, presentar la problemática del desarrollo de las reservas de gas situadas en yacimientos costa afuera en Tierra del Fuego y dar una idea de la cantidad de recursos a descubrir en los próximos años en la Argentina.



Juan Robbiano



Rodrigo García Berro

During the '90s, the opening of the gas market has increased the constant production of gas. How does this increase affect the country's reserves?

A significant part of Argentina's gas reserves are already developed; however, approximately 200 Gm³ (*) mainly located in the Northwestern and Southern basins have not yet been developed.

This report focuses on the analysis of the effects of production increase on reserves, the identification of non-developed reserves, the problems posed by the development of gas reserves in Tierra del Fuego offshore gas fields, and an idea of the number of resources to be found in the next few years in Argentina.

Reservas de gas no desarrolladas y recursos gasíferos

Con la finalidad de mantener cierta coherencia en el tratamiento de cifras y estadísticas frecuentemente diferentes según sea el origen de las mismas, se utilizaron exclusivamente las estadísticas publicadas por el IAPG con origen en la Secretaría de Energía.

Se tratará, en principio, de adecuar cuál es el alcance de estos dos términos sin pretender que el enfoque considerado sea el único. Sin desconocer los alcances de la definición de Reservas No Desarrolladas, para el tratamiento particular de este artículo, usaremos los criterios siguientes:

- **Reservas No Desarrolladas** son aquellas que se encuentran en yacimientos descubiertos y delineados (aunque sea parcialmente) y que no poseen instalaciones de producción y/o

Non-developed gas reserves and gas resources

For the sake of consistency in the analysis of figures and statistics that usually differ depending on their origin, the statistics published by the IAPG and provided by the Secretariat of Energy have been applied.

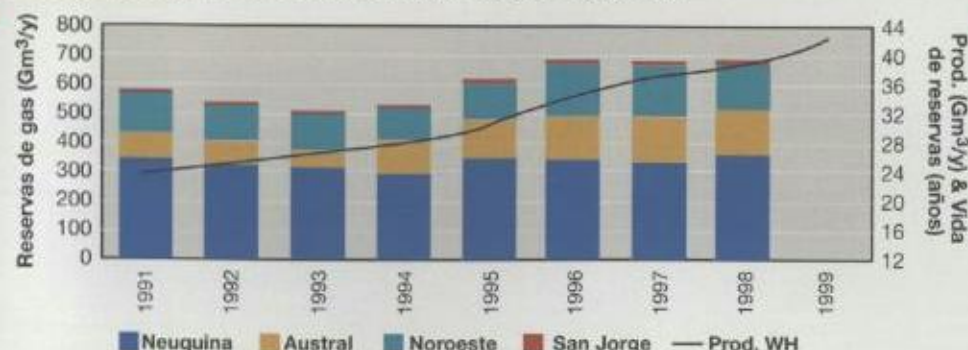
First of all, the scope of these two terms shall be defined. However, it should be noted that this perspective

shall not be taken as the unique standard. Taking into consideration the definition of Non-developed Reserves in this report, the following criteria shall be applied:

- **Non-developed Reserves** are those located in open and limited (at least partially) gas fields, and which are not equipped with production facilities and/or have the original pressure (or quasi-original) of the field.

(*) Gm³ = mil millones de metros cúbicos

(*) Gm³ = one thousand million cubic meters



Fuente: SIPG

están a la presión original (o casi original) del yacimiento.

- **Recursos** es el potencial aún no descubierto que se espera poner en evidencia en un lapso de 10/15 años con una exploración equivalente a los niveles hasta ahora desplegados.

Habiendo encuadrado el alcance de estos dos conceptos y sabiendo que existen limitaciones en nuestras apreciaciones pasaremos a considerar ambos puntos.

La Argentina y sus posibilidades como productor de gas

Para encuadrar el tema, es conveniente realizar un repaso de la situación de las reservas de gas en el país.

Las reservas comprobadas + probables (2P) de gas del país actualizadas a fin del año 1998 ascendían a 932 Gm³, según datos de la Secretaría de Energía. A esos volúmenes, se les debe adicionar las reservas posibles y consecuentemente se llega a una reserva total de 1230 Gm³.

Las reservas comprobadas muestran una clara estabilidad a lo largo de los últimos cinco años (figura 1) lo que indica una importante tasa de reposición, máxime considerando el aumento de la voracidad de los mercados tanto internos, como exportaciones a países limítrofes.

Lamentablemente, no se disponen las cifras incorporadas por nuevos descubrimientos, como para permitir tener una clara relación del cambio de status entre las tres categorías de reservas (comprobadas, probables, posibles) y las nuevas reservas agregadas por exploración. De todos modos, este inconveniente no es un problema mayor, por cuanto la experiencia indica que cuando se incorporan reservas por nuevos descubrimientos, éstas son sensiblemente menores a las reales puestas en evidencia con el transcurso de la vida útil del yacimiento, por causa de la mejora en el conocimiento de los reservorios productivos y por la aplicación de adelantos tecnológicos que nos permiten mejorar la recuperación de hidrocarburos.

El aumento de la producción de gas comparando las producciones del año 1991 con 1999 fue para este último año un 79% superior (figura 1).

La distribución geográfica de las reservas 2P (comprobadas + probables) (figura 2) es como sigue: un 48% en la Cuenca Neuquina y luego porcentajes equivalentes entre las Cuencas del Noroeste (24%) y Austral (24%) incorporándose a esta última cantidades marginales de gas de la cuenca del Golfo San Jorge (3%) por estar integrada a una misma red troncal de gasoductos.

Tal como se indicó precedentemente, la renovación de reservas en el país se ha mantenido con un ritmo sostenido; en la figura 3 se observa el comportamiento a nivel país y discriminado por cuenca. El gráfico a nivel país muestra que, mientras la producción acumulada de los años 1992-98 as-

- **Resource** is the potential still not discovered, which is expected to become evident within a 10 to 15-year term with prospecting equal to the levels attained as of this date.

Having defined the scope of these two concepts and bearing in mind that our comprehension is limited we shall now proceed with their analysis.

Argentina and its chances as gas producer

In order to provide a framework to this issue, a review of the gas reserves condition in the country should be made.

Proved + Probable (2P) gas reserves in the country, updated at the end of 1998, amounted to 932 Gm³, according to data provided by the Secretariat of Energy. Possible reserves should be added to these volumes, therefore reaching a figure of 1230 Gm³ in the aggregate.

Proved reserves remained constant in the last five years (Figure 1), which show a significant replacement rate, especially when taking into consideration the increase in the domestic markets demand, and exports to neighboring countries.

Unfortunately, figures resulting from new findings are not available. This would have enabled us to get a clear understanding of the relation between the change in status among the three reserve categories (Proved, Probable and Possible) and the new reserves added through

Exploration. However, this is not a major problem, since experience has proved that when new findings are incorporated, these are sensitively lower than the actual ones that became evident during the field useful life, as a result of the improvement in the knowledge of production reservoirs and the use of technological advancements that improve the recovery of hydrocarbons.

In 1999, gas production increased by 79% as compared to that of 1991 (figure 1).

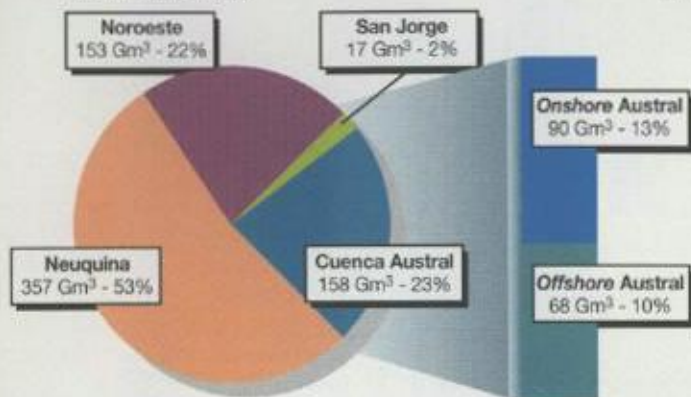
2P Reserves are distributed geographically (Proved and Probable) (figure 2) as follows: 48% in the Neuquén basin and equivalent percentages are allocated to the Northwestern (24%) and the Austral (24%) basins, gas marginal amounts from the San Jorge Gulf (3%) have been added to this last one since is part of the same gas pipe trunk network.

As it was previously stated, gas reserves renovation in the country has been steady; figure 3 shows the behavior in the whole country divided by basins. At country levels, it can be observed that, as long as the accumulated production for the period 1992-98 amounted to 220 Gm³, the 2P reserves incorporated amounted to 436 Gm³, with an almost 200% renovation. Likewise, renovation per basin does not show significant changes and an adequate and sustained renovation rate is observed. However, the Neuquén Basin shows a renovation rate slightly lower than other gas basins, due to the advanced degree of exploration developments in the basin.

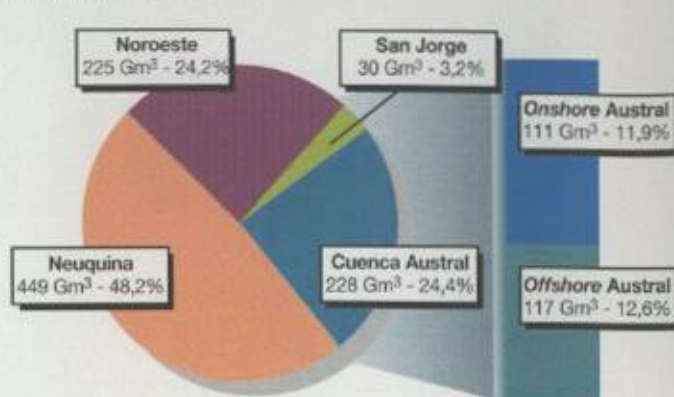
Gas resources

Experience in exploration/drilling, supported by almost unanimous opinion from outstanding experts in

2• Distribución de reservas de gas comprobadas de la Argentina



Distribución de reservas de gas en la Argentina comprobadas + probables



Fuente: SIPG, 31/12/1998

cendió a 220 Gm³, las reservas 2P incorporadas fueron de 436 Gm³, con una renovación de casi un 200%. Del mismo modo, la renovación por cuencas no muestra mayores alteraciones y se nota una adecuada y sostenida tasa de renovación. Sin embargo, se observa que en la Cuenca Neuquina existe una tasa de renovación algo menor que la de las otras cuencas gasíferas, hecho que se puede explicar por el grado de madurez exploratoria de esta cuenca.

Recursos gasíferos

La experiencia en materia de exploración, sustentada además por criterios casi unánimes entre destacados especialistas en el tema, referente al potencial exploratorio remanente, indica que es posible que en los próximos 10/15 años se en-

the subject, with respect to the remaining exploration potential, shows that in the next 10 to 15 years, it would be possible to find new gas reserves estimated between 300/700 Gm³ only considering the traditional production basins. Such findings might be found in the three major gas basins in almost similar proportions.

However, in Argentina (figure 6) there are huge areas

of sedimentary basins (not yet productive), both onshore and offshore, which are practically unexplored, and where all the conditions to perform significant discoveries are met.

To unveil all these resources, state-of-the-art technology should be used, since almost all conventional traps have already been explored, when we make reference to traditional pro-

- Líder mundial en tecnología para la utilización del Gas Natural.
- Construcción de Plantas Reguladoras de Presión, Modulares y Compactas.
- Norma ISO-9000
- Válvulas reguladoras:
FE 6 - 10 - 25 - 50
Dival 100 - 160 - 250

Productos aprobados por el IGA
(Norma NAG 135)



FE 25

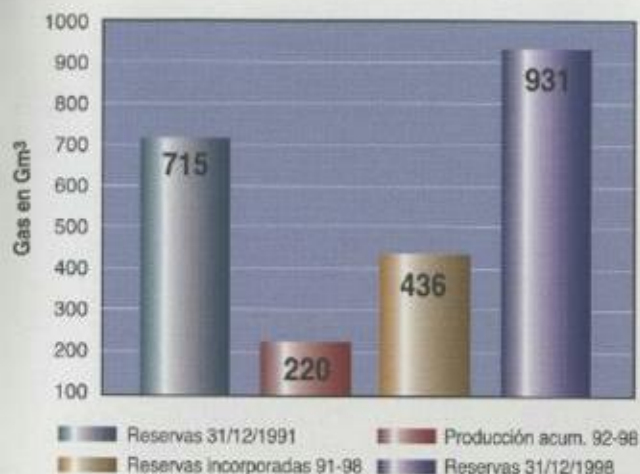


FE 50



**Fiorentini
Argentina s.a.**

Lope de Vega 974 - (1407) Buenos Aires,
Argentina - Tel/Fax: (011) 4639-9940/1
<http://www.fiorentini.com>
E-mail: fiorearg@ciudad.com.ar



Fuente: SIPG

cuentren nuevas reservas de gas que se estiman entre 300/700 Gm³ considerando solamente las cuencas productoras tradicionales. Tales descubrimientos serán factibles de realizarse en las tres principales cuencas gasíferas en porcentajes más o menos equivalentes.

No obstante en la Argentina (figura 6) existen enormes superficies de cuencas sedimentarias (aún no productivas), tanto *onshore* como *offshore* prácticamente inexploradas, en las cuales están dadas todas las condiciones para que se realicen importantes descubrimientos.

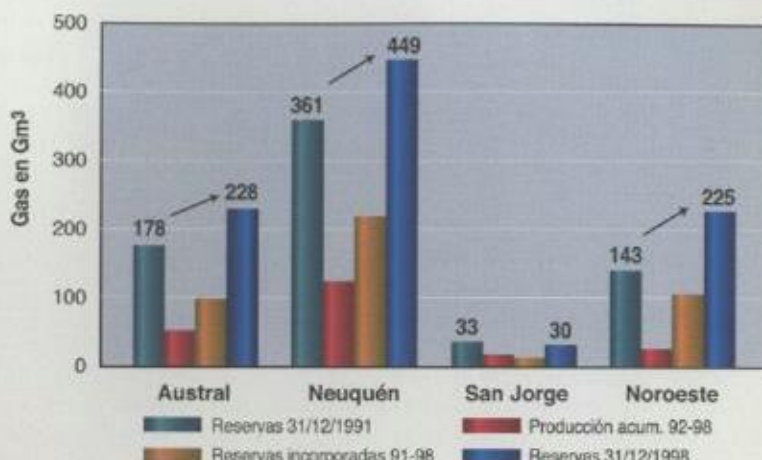
Para poner en evidencia los recursos mencionados será necesario utilizar todos los últimos avances que la técnica nos ha suministrado, pues las trampas convencionales ya han sido exploradas en su gran mayoría, cuando hablamos de las cuencas productivas tradicionales. El uso de la sísmica 3D para la implantación de locaciones exploratorias será un imperativo para identificar trampas sutiles.

Reservas de gas no desarrolladas

Cuando se realiza una comparación sobre la situación de las reservas a nivel país, se observa que existen por lo menos más de 200 Gm³, equivalentes a un 22% del total de reservas 2P (comprobadas + probables), que corresponden a Reservas No Desarrolladas (figura 4). Este porcentaje seguramente aumentaría sustancialmente (hasta el 30-40%), si consideráramos las reservas posibles, pero la falta de información confiable sobre este punto obliga a indicar solamente que el porcentaje puede ser marcadamente superior al 22% indicado.

Esta realidad muestra que una importante riqueza permanece aún inmovilizada pese a los importantes cambios ocurridos en la industria en la última década. Estos cambios también han ocurrido de manera significativa en los otros países con potencial exploratorio en el Mercosur (Brasil y Bolivia). El caso boliviano es un ejemplo claro de la multiplicación de reservas de gas a nivel Cono Sur como consecuencia de esos cambios, y se debe recordar el formidable esfuerzo a nivel exploratorio hoy desplegado en el *offshore* brasileño que seguramente mostrará en el futuro próximos resultados promisorios.

En la **Cuenca Neuquina** se ubica el máximo porcentaje de Reservas Desarrolladas de gas en correspondencia con su ubicación preferencial por su cercanía a los mercados consumidores y por las características geológicas de sus yacimientos de relativamente sencilla perforación y producción. Podrían considerarse aquí como Reservas No Desarrolladas con un pe-



duction basins. The use of the 3D seismic for the establishment of exploration locations constitutes a must to identify subtle traps.

Non-developed gas reserves

When comparing gas reserves condition at country levels, at least more than 200 Gm³ can be found, amounting to 22% of the total 2P reserves (Proved + Provable), corresponding to Non-developed Reserves (figure 4). This percentage would certainly increase (up to 30-40%), if we took into consideration Possible reserves, but the lack of reliable information on this issue forces us to merely indicate that the percentage may considerably exceed the 22% stated above.

This reality shows that significant resources are still unexplored despite the significant changes this industry has undergone in the last decade. These changes have also been important in other countries with exploration potential in the Mercosur (Brazil and Bolivia). Bolivia is a clear example of gas reserves growth in South America as a result of these changes; it should also be noted the remarkable efforts undertaken to perform offshore exploration in Brazil, will show favorable results in the near future.

The Neuquén Basin

accommodates the highest percentage of gas Developed Reserves, consistent with its preferred location near consumption markets and its easily drilling and production deposit characteristics. Within the Neuquén scheme, the following can be considered as Non-Developed Reserves with marked influence: the finding of deep gas reservoirs (Cuyo Group) of the Río Neuquén gas deposit, the extension of the giant field in Loma La Lata within the Lindero Atravesado section which current potential has not yet been defined, and additional gas corresponding to deposits of the Cuyo Group discovered by several operators in the Dorsal area.

The Northwestern Basin and the Austral Basin constitute, due to their geological characteristics, the reserves of a substantial volume of Non-developed Reserves (figure 4).

Twenty-eight percent (28%) (56 Gm³) of the still Non-developed Reserves are located in the Northwestern Basin if the amount of 2P reserves declared by the end of 1998 are taken into account. This percentage shall considerably increase upon the termination of the delineation works for the San Pedrito, Macueta and Valle Morado findings.

At present, the Austral basin has the largest number

so significativo dentro del cuadro neuquino a: el descubrimiento de reservorios gasíferos profundos (Grupo Cuyo) del yacimiento Río Neuquén, la extensión del yacimiento gigante de Loma La Lata dentro del bloque Lindero Atravesado cuyo potencial actual está aún en proceso de definición, y gas adicional correspondiente a depósitos del Grupo Cuyo descubierto por varios operadores en el área de la Dorsal.

La Cuenca del Noroeste y la Cuenca Austral son las cuencas que por su ubicación geográfica y por sus características geológicas constituyen los reductos de importantes volúmenes de Reservas No Desarrolladas (figura 4).

La **Cuenca del Noroeste** tiene hoy un 28% (57 Gm³) de Reservas aún No Desarrolladas si se consideran las reservas 2P declaradas a fines de 1998. Seguramente ese porcentaje se verá sensiblemente aumentado cuando finalicen los trabajos de delineación de los descubrimientos de San Pedrito, Macueta y Valle Morado.

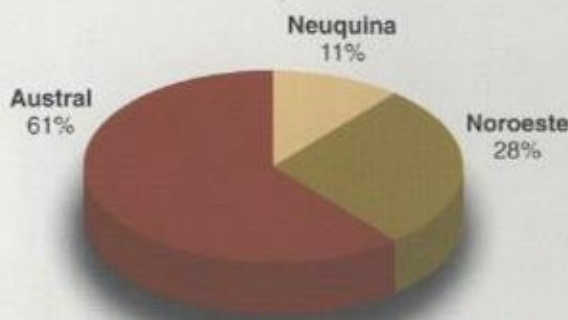
La **Cuenca Austral** tiene actualmente la mayor cantidad de Reservas No Desarrolladas, 125 Gm³, equivalentes al 61% del total del país. El 15% se encuentran en tierra, principalmente en los bloques de Santa Cruz I y II, y el 85% restante se ubica costa afuera en Tierra del Fuego, distribuido en varios yacimientos cuya puesta en producción está siendo objeto de estudios de factibilidad con la finalidad de iniciar rápidamente la etapa de desarrollo de estas importantes reservas, que permitirán estabilizar la actual relación producción-consumo.

La problemática de la Cuenca Austral costa afuera (figura 5)

Una gran parte de los yacimientos descubiertos de la Argentina está llegando a su punto de madurez, y comienza hoy a encontrar el máximo de su potencial.

La suma de dos factores, grandes yacimientos que llegan a su potencial máximo de crecimiento, y una demanda de gas en aumento, obligarán a la puesta en producción de los 200 Gm³ de reservas de gas aún no desarrolladas en el país, de las cuales el 54% corresponde al consorcio integrado por Total Austral (operador), Wintershall, y Pan American Energy.

La etapa de exploración y delineación de estas reservas comenzó



Total de reservas no desarrolladas: 205 Gm³

*Reservas 2P= Comprobadas + Probables

4• Argentina. Distribución de reservas de gas 2P no desarrolladas.
31/12/1998

starting their development stages, which will provide balance to the current production-consumption equation.

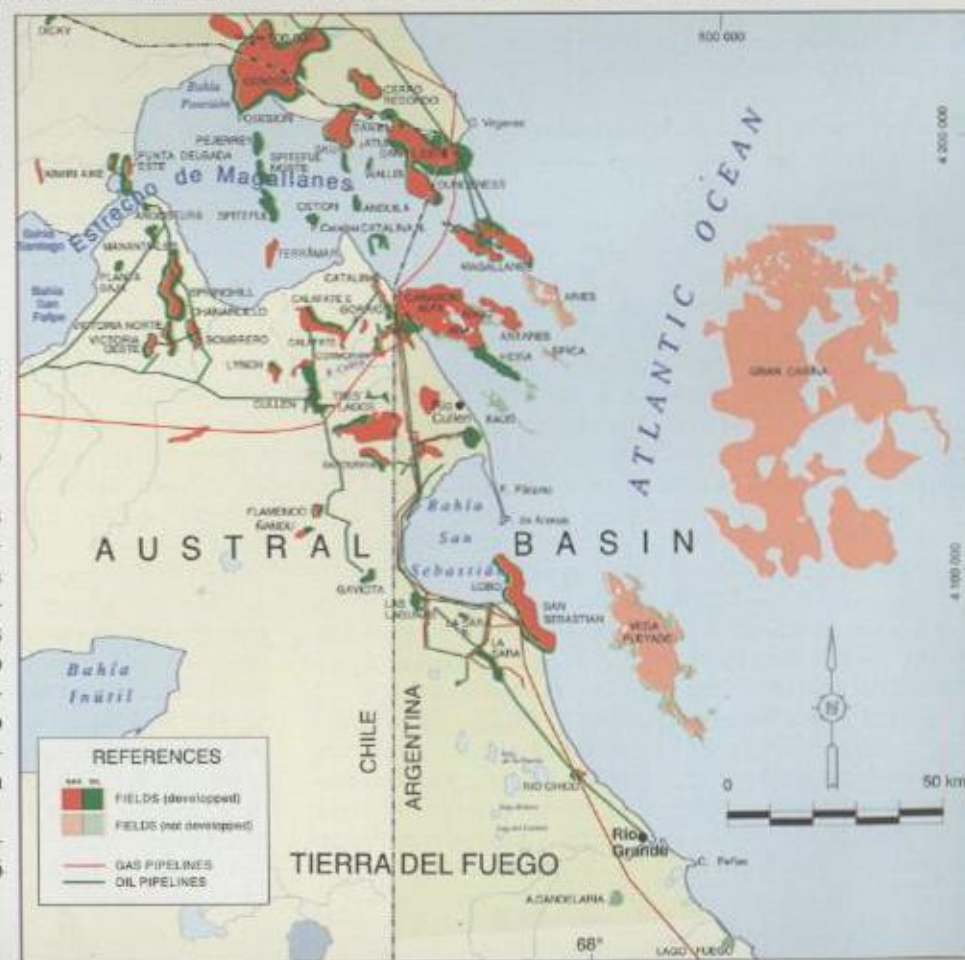
The condition of the offshore Austral Basin (figure 5)

A large number of Argentina's discovered fields are reaching their development peak, and are now approaching their maximum potential.

These two elements, large fields attaining their growth maximum potential, and an increasing gas demand, will require the starting of production of the 200 Gm³ still non-developed gas

of non-developed reserves, 125 Gm³, equal to 61% of the country's aggregate. A fifteen percent (15%) is located onshore, mainly in the Santa Cruz I and II sections, and the remaining 85% is located offshore Tierra del Fuego, distributed into several fields, which production is being subject to feasibility studies with the purpose of promptly

5• Argentina. Southern basin and pipelines



en 1982 y se realizó con la utilización de las más modernas tecnologías, la perforación de alrededor de 30 pozos de delineación y 3300km² de sísmica 3D costa afuera.

Estas reservas no han sido desarrolladas en el pasado, debido a una falta de capacidad de transporte y al riesgo y costos que implica un desarrollo costa afuera en la Argentina. Técnicamente un desarrollo *offshore* con respecto a uno *onshore* es más complejo, menos flexible y lleva un tiempo mayor. Económicamente, necesita de elevadas inversiones iniciales, lo que implica una mayor exposición financiera y un caudal inicial suficiente y sostenido para pagar los costos de desarrollo. Hay que considerar, además, que la baja actividad *offshore* en la Argentina genera costos fijos muy altos y las condiciones oceánicas y meteorológicas de Tierra del Fuego son muy hostiles.

Sin embargo, la suma de factores técnicos, comerciales y económicos poco a poco va convergiendo hacia una positiva toma de decisión de desarrollo. Estos factores se explican a continuación:

- La finalización en 1999 de la delineación de los yacimientos costa afuera ha generado un sensible aumento de las reservas comprobadas.
- La inversión necesaria para desarrollar las reservas *offshore* de Tierra del Fuego ha disminuido en más del 30% en los últimos tres años, gracias a las nuevas tecnologías, la perforación de pozos horizontales de largo alcance permite reducir el número de plataformas. El desarrollo del transporte bifásico reduce las inversiones y los costos operativos, eliminando el tratamiento del gas costa afuera. La reducción

reservas, 54% of which correspond to the Total Austral (operator), Wintershall and Pan American Energy consortium.

The exploration and delineation of these reserves began in 1982 with state-of-the-art technology, the drilling of approximately 30 delineation wells and an offshore 3300 square kilometers of 3D seismic.

These reserves have not been developed in the past due to the lack of transportation capacity and the risks and costs inherent to an offshore development in Argentina. Technically speaking, an offshore development is much more complex, less flexible and more time consuming than an onshore development. From the economic standpoint, it requires high initial investments, thus generating a greater financial risk and enough and sustained cash

flow to afford development costs. Furthermore, the low offshore activity in Argentina generates extremely high fixed costs with severely hostile sea and weather conditions in the area of Tierra del Fuego.

Nevertheless, the combination of technical, business and economic elements gradually leads to a positive development decision. A detailed explanation of these elements is as follows:

- The termination, of the delineation of the offshore fields in 1999 has markedly increased the amount of proved reserves.
 - The investment needed to develop offshore reserves in the Tierra del Fuego area has decreased more than 30% in the last three years as a result of the implementation of new technologies:
- The drilling of extended reach horizontal wells enables to the reduce the number of



TIPO: SERIE 2050

Tamaño del cuerpo:
Ø 1" a 12".
Máx. presión de entrada:
100 Kg/cm².



TIPO: SERIE VD277

Tamaño del cuerpo:
Ø 1" a 12".
Máx. presión de entrada:
100 Kg/cm².

Válvulas e Instrumentos para GAS Y PETROLEO



TIPO: SERIE 1098C

Tamaño del cuerpo:
Ø ½" a 12".
Máx. presión de entrada:
100 Kg/cm².



TIPO: SERIE 2070

Tamaño del cuerpo:
Ø 1" a 12".
Máx. presión de entrada:
100 Kg/cm².



TIPO: SERIE SOS-M

Tamaño del cuerpo:
Ø 1" a 12".
Máx. presión de entrada:
100 Kg/cm².



TIPO: SERIE ICR

Tamaño del cuerpo:
Ø ½" a 12".
Máx. presión de entrada:
105.5 Kg/cm².

INDUSTRIAS EPTA S.R.L.

Calle 78 N° 4654/58 - (1650) San Martín - Buenos Aires - ARGENTINA
Tel./Fax (054 - 011) 4752-6314 / 4753-3777 / 4753-4693
E-mail: epta@epta.com.ar - Web site: http://www.epta.com.ar

del tiempo de instalación de gasoductos *offshore*, reduce simplemente los costos.

- El incremento de la valorización del gas gracias a la nueva unidad de LPG recientemente inaugurada por Total Austral permite hoy una mejor valorización de los hidrocarburos.
- Existe hoy un creciente interés de varias empresas por invertir en Tierra del Fuego, lugar ideal para la instalación de una industria petroquímica debido al bajo precio del gas, en relación con otros lugares del mundo. Al igual que la industria petroquímica ubicada en el Sur de Chile, ávida por el gas argentino.

En síntesis, el desarrollo de las reservas de gas situadas en Tierra del Fuego, con todos sus riesgos y costos hoy limitados gracias a la aplicación de las nuevas tecnologías enunciadas, le permiten al consorcio CMA-1 considerar seriamente, en un futuro próximo, la decisión de poner en producción los yacimientos de gas ubicados costa afuera.

Conclusiones

Las características geológicas del país, donde existen cuencas sedimentarias con excelentes características para la generación y entrapamiento de hidrocarburos asociadas a una infraestructura que permite su evacuación hacia los mercados consumidores, permiten pronosticar un excelente futuro para la industria, en tanto y en cuanto se vayan adecuando a las realidades del mercado las diferentes regulaciones existentes.

Las nuevas condiciones económicas, consecuencia de la asociación de países en el Mercosur, hacen que el flujo de energía de aquellos países favorecidos por abundante disponibilidad de hidrocarburos, se incremente de modo permanente.

Un mercado con demandas cada vez mayores, ya sea por el aumento de la actividad económica, por la implementación de nuevas actividades de valor agregado como la petroquímica, y a las posibilidades de exportaciones, presuponen la necesidad de movilización y monetización de las reservas aún hoy no desarrolladas (gran parte situadas costa afuera en Tierra del Fuego) con el positivo impacto que ello tendría sobre las economías regionales de las zonas productoras.



interest on the part of several companies to invest in Tierra del Fuego, an ideal place for the installation of a petrochemical industry due to the low cost of gas as compared to other places in the world. The same happens to the Chilean petrochemical industry located in the South of Chile eager for Argentine gas reserves.

To sum up, the development of gas reserves in Tierra del Fuego, with all the entailing risks and costs, which today are circumscribed thanks to the new technologies already mentioned, enable the CMA-1 consortium to seriously consider the possibility of starting production of the offshore gas fields in the near future.

Conclusions

The country's geological characteristics, where there are excellent sedimentary basins exceptional for the generation and trapping of hydrocarbons and an infrastructure enabling transportation to consumption markets, anticipate an extraordinary outlook for the industry, as long as the various applicable regulations conform to the market realities.

The new economic conditions, resulting from the countries alliance within the Mercosur, lead to a permanent increase in the energy flow of those countries favored by the large availability of hydrocarbons.

A market with a growing demand either due to an increase in the economic activity, the implementation of new value added activities as the petrochemical industry, and the chances of exporting, presuppose the need of a mobilization and quotation of the yet non-developed reserves (mainly located in offshore Tierra del Fuego) with its clear impact on regional economies in production areas.

platforms. The development of by-phase transportation reduces investments and operating costs, thus eliminating offshore gas treatment. The reduction in the term required for the installation of offshore gaspipes simply reduces costs.

- The increase in the gas value due to the new LPG unit recently put into operation by Total Austral enables a better valuation of hydrocarbons.
- Today, there is a growing