

LA DESREGULACION Y LA PRIVATIZACION DE HIDROCARBUROS

Autor: Ing. Jorge Raúl Monat

PROLOGO

En este trabajo intentaremos, en base a los datos existentes de las reservas de los distintos yacimientos, profundizar en el análisis de las causas centrales que provocaron el quiebre de la relación, en los últimos años, entre la producción total de petróleo y gas producido en el país y los aportes genuinos provenientes de nuevos descubrimientos.

A partir de allí, podremos plantear un pronóstico cierto referido a la evolución de los referidos hidrocarburos.

En ochenta años de vida petrolera, y más precisamente hasta el año 1991, recayó fundamentalmente sobre Yacimientos Petrolíferos Fiscales (Y.P.F.), es decir sobre el Estado Nacional la responsabilidad de la actividad exploratoria a lo largo y ancho del país.

Mediante la política puesta en práctica por Y.P.F. se llegó al autoabastecimiento de petróleo y gas, se obtuvieron saldos exportables cada vez más importantes y con inversión, dedicación, y sapienza se construyó una empresa estatal integrada al país, a sus regiones y también integrada productivamente.

Este sistema productivo, luego de privatizado y sin grandes inversiones posteriores, permitió atender racionalmente la producción de 48 millones de m³ de petróleo y de 37.000 millones de m³ de gas por año.

A continuación analizaremos el comportamiento de las reservas de petróleo y gas en los últimos diez años, ya que en reservas y explotación ambos hidrocarburos guardan comportamientos hermanados y relacionados.

I – RESERVAS DE PETROLEO

Introducción:

Luego de casi una década de puesta en marcha en el país la política de desregulación y privatización y al momento de hacer un balance objetivo de los más y los menos que dicha política significó, consideraremos en primer término los parámetros fundamentales en que se plasma la actividad petrolera y que son: la evolución de las reservas y la evolución de la producción de petróleo y de gas.

Al promediar la década del 80' y a inicios de la del 90' se disponía de mayores reservas de petróleo que las documentadas oficialmente en ese entonces, pues el proceso previo a la implementación del plan de desregulación y privatización, lleno de presiones e intereses en pugna no permitió disponer de información totalmente confiable.

Lo que sí puede decirse, y en principio la evolución de la producción en los años siguientes lo demuestra fehacientemente, es que las reservas eran calculadas en forma muy conservadora: **reservas subvaluadas** que como veremos posteriormente no respondían a la realidad del petróleo y gas existentes en los yacimientos y con posibilidades ciertas de ser recuperadas, aún aplicando los medios operativos y técnicos vigentes en ese entonces.

¿Cuál era la situación concreta en cuanto a reservas de petróleo y gas a comienzos de los años 90,?

- En cuanto a **petróleo**, importantes reservas de reciente descubrimiento, (década del 80') y una masa adicional de incipiente descubrimiento e inmediato potencial de desarrollo concentrada en tres grandes yacimientos (Chihuido de la Sierra Negra-Lomita El Trapial y Los Perales-Las Mesetas)

Veamos el siguiente cuadro:

	RESERVAS 1989	PRODUCCION 1989-1997	RESERVAS 1997*
Yacimientos Petrolíferos descubiertos en la década del 80'	120 millones de m3	200 millones de m3	150 millones de m3
Cuatro áreas petroleras centrales:(EH-T-PH-V)	41 millones de m3	50 millones de m3	57,5 millones de m3
200 grandes, mediano y pequeños yacimientos	183 millones de m3	110 millones de m3	208,5 millones de m3
TOTAL	344 millones de m3	360 millones de m3	416 millones de m3

* Se trata de reservas comprobadas de los años 1989 y 1997, documentadas en los respectivos años

Las reservas documentadas en el año 1989 de unos $344 \times 10^6 \text{ m}^3$, estaban subvaluadas. Al no producirse descubrimientos importantes de yacimientos en el período 1989/1997 y de acuerdo al cuadro precedente, se puede hacer el siguiente razonamiento:

Para los yacimientos descubiertos en la década del 80' las reservas documentadas en el año 1989 eran de $120 \times 10^6 \text{ m}^3$, habiéndose extraído entre los años 1989/1997 la cantidad de $200 \times 10^6 \text{ m}^3$, quedando a esta última fecha una reserva comprobada remanente de $150 \times 10^6 \text{ m}^3$.

Por tanto, en el año 1989 las reservas reales eran de $350 \times 10^6 \text{ m}^3$ y no de $120 \times 10^6 \text{ m}^3$.

Similar razonamiento puede hacerse para las cuatro áreas centrales y para los restantes doscientos grandes, medianos y pequeños yacimientos.

De las reservas documentadas en el año 1989 $-344 \times 10^6 \text{ m}^3-$ en 8 años (1989/1997) se extrajeron $360 \times 10^6 \text{ m}^3$, quedando aún una reserva comprobada remanente en los mismo yacimientos del orden de los $416 \times 10^6 \text{ m}^3$,

Es decir que, si en la actualidad las reservas comprobadas de petróleo son del orden de los $400 \times 10^6 \text{ m}^3$, esas mismas reservas ya existían en el año 1989. Si durante el período 1989/1997 se extrajeron $360 \times 10^6 \text{ m}^3$ de petróleo, significa que en el año 1989 las reservas comprobadas oscilaban alrededor de los $700 \times 10^6 \text{ m}^3$.

Como atenuante a lo anteriormente expresado se debe tener en cuenta el bajo nivel de recuperación de crudo en los yacimientos en explotación en el año 1989, que fue mejorando como consecuencia de:

- Mejores prácticas operativas
- Aplicación intensa de nuevas tecnologías.

HERRAMIENTAS QUE PERMITIERON INCORPORAR RESERVAS A PARTIR DE UNA ACTIVIDAD GENUINAMENTE EXPLORATORIA HASTA EL AÑO 1989

- Ambiciosos programas de exploración desarrollados por YPF S.E.(Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado). En promedio se invirtieron unos 150 millones de pesos anuales en exploración en los últimos veinte años (1970/1990).
La actividad exploratoria de YPF no sólo era rica en inversiones. En la empresa existía una mística exploratoria, con profesionales, organización, medios, equipos etc. totalmente consustanciados y altamente especializados en el desafío exploratorio forjado en ochenta años de actividad, trabajo y gestión sin pausa.
- Plena vigencia del Plan Houston con muy buenos resultados en cuanto al nivel de ofertas y actividad.

- Programas exploratorios desarrollados por empresas privadas como Total, Bidas, San Jorge y otras.

SINTETIZANDO

Los elementos que definen el comportamiento del petróleo en el período de la desregulación y privatización son dos:

- 1) Ausencia casi total de descubrimientos de yacimientos de petróleo a través de actividades genuinamente exploratorias desde el año 1989 al año 1997.
- 2) Fuerte crecimiento de la producción que pasó de 28 millones de metros cúbicos anuales en 1989 a 48 millones en 1997, con tendencia a estabilizarse en 1998 y decrecer fuertemente en el año 1999.

II – PERFORACION DE POZOS

Entre los años 1993 y 1996 ya con principio de consolidación del nuevo sistema desregulado y privatizado y por imperio, como veremos, de la necesidad de perforación de pozos de explotación en nuevas áreas en pleno desarrollo, como Chihuido de la Sierra Negra, Lomitas, Huantraico y Los Perales, creció fuertemente la cantidad de pozos perforados.

Pasado ese pico circunstancial, el nivel de actividad volvió a los valores alcanzados en la década del 80‘

Esta realidad innegable pone en evidencia, una vez más, que la cantidad de pozos en explotación que se perforan es una consecuencia directa de las necesidades de pozos que tienen los yacimientos para desarrollarse.

En síntesis, la necesidad de desarrollar grandes yacimientos como los mencionados anteriormente motivó la ocupación del parque de equipos perforadores casi en su totalidad. Pasada esa momentánea circunstancia la ocupación de equipos de perforación retornó a los valores tradicionales de la década anterior.

Los pozos de exploración y avanzada se han mantenido en los valores de la década del 80‘ no observándose ninguna variante, ya sea cualitativa o cuantitativa.

En la siguiente planilla observamos la cantidad total de pozos perforados en Argentina por YPF y por el resto de las compañías:

CANTIDAD DE POZOS PERFORADOS

AÑO	TOTAL	YPF	RESTO PRODUCTORAS
1993	773	434	339
1994	1.174	852	322
1995	1.788	1.326	462
1996	1.591	1.011	580
1997	1.264	665	599
Proyectado 1998	1.029	516	513

Fuente:I.A.E.Gral. Mosconi

Del análisis de la planilla precedente se deduce:

- Luego de los picos de pozos perforados en los años 1995 y 1996 se vuelve a los niveles de perforación de la década del 80‘ cuyo promedio se situaba alrededor de los 1000 pozos por año.
- YPF reduce drásticamente la cantidad de pozos perforados pasando de 1326 en 1995 a 665 pozos en el año 1997.
- Los restantes operadores de áreas incrementan la cantidad de pozos perforados pasando de 339 en el año 1993 a 580 en 1996, manteniéndose en ese orden en 1997 y según lo proyectado en 1998.

- Durante la década del 80 se perforaron aproximadamente unos 1000 pozos anuales. Si comparamos con lo perforado entre los años 1994 y 1998 se supera el promedio de 1000 pozos en un valor acumulado de 1846 pozos para todo el período.
- Dichos pozos fueron perforados en su gran mayoría en tres yacimientos de YPF, a saber: Chihuido de la Sierra Negra, Los Perales y Cañadón de la Escondida.

III – PRODUCCION DE PETROLEO

La producción de crudo creció vigorosamente en los últimos años a partir del proceso de desregulación y privatización alcanzando su máximo valor de producción en el año 1998 con $49,14 \times 10^6$ m³. En el año 1999 se espera una producción de $46,0 \times 10^6$ m³, en declinación.

A continuación trataremos de discernir las causas de este crecimiento y de la posterior declinación y determinar con la máxima fidelidad posible que parte corresponde a:

- Las reservas reales de que se disponía y su capacidad de movilización en el momento de la transformación. El incipiente desarrollo de yacimientos como Chihuido de la Sierra Negra-Lomitas y El Trapial-Curamched (Huantraico) al comienzo de la implementación de la nueva política.
- El proceso de desregulación y privatización y a las nuevas modalidades operativas y de gestión en general que se pusieron en marcha desde su advenimiento
- La influencia de las nuevas tecnologías para buscar reservas, perforar pozos, extraer, tratar, transportar y almacenar petróleo que se traducen en mayor eficiencia y disminución de costos.
- La influencia del precio internacional del crudo, ya que el crecimiento de la producción del mismo se volcó casi en su totalidad a la exportación.

Al crecimiento de la producción de 34 millones de m³ del año 1993 a 48 millones de m³ del año 1997 debe sumársele la producción adicional necesaria para compensar la declinación de los yacimientos en dichos años.

Si consideramos una declinación anual promedio de un 15% de la producción total acumulada, tendríamos que se han incorporado para mantener la producción unos 31 millones de m³ que sumados a la masa de 35 millones de m³ de petróleo adicional como consecuencia del incremento entre los años 1993 y 1997 se obtiene un total de aproximadamente 66 millones de m³ acumulados.

Por otro lado, la producción del yacimiento Chihuido de la Sierra Negra-Lomita durante esos cinco años fue de 36,5 millones de m³ y la de Huantraico de 13 millones de m³. Si les sumamos la producción adicional aportada por Chihuido de Las Salinas, Magallanes, Aguada San Roque y Las Heras, se llega a una masa total de petróleo del orden de los 67 millones de m³.

¿Qué conclusión primaria se puede sacar a partir de estos valores?

Que la evolución de la producción en los últimos años, tan sostenida e importante, se debió fundamentalmente al aporte de las tres Áreas: Chihuido de la Sierra Negra-Lomitas de YPF; del Área Huantraico con sus yacimientos El Trapial y Curamched de la Petrolera San Jorge y el Área Las Heras, también de YPF.

Estos yacimientos, cuya génesis se remonta a decisiones y trabajos exploratorios iniciados en la década anterior, obligan a una meditada y responsable reflexión sobre un cuidadoso pronóstico de la futura evolución de la producción de crudo a nivel país.

Hay dos elementos que hacen a la explotación de los yacimientos que merecen un párrafo adicional y son los que se refieren a:

- La aptitud para extraer el crudo.
- La aptitud para generar las reservas correspondientes

La nueva política ha sido eficiente, y las cifras lo demuestran, para explotar los yacimientos existentes. Se impone un interrogante: **¿tendrá la misma eficiencia para generar las reservas necesarias aunque más no sea para mantener la producción en los niveles alcanzados en los últimos años?**

La producción a partir del año 1998 evidencia una fuerte desaceleración del ritmo de crecimiento mantenido hasta ahora. ¿Cuál será el futuro comportamiento de la evolución de la producción? ¿Los recursos volcados en los últimos cinco años a la explotación de yacimientos y a la búsqueda de reservas guardan la correcta proporción?

En principio, y sin pretender dar una opinión definitiva, el sistema de privatización y desregulación funcionó eficientemente, como dijimos antes, para extraer crudo, hacer caja y obtener buenos balances. Como contrapartida, las inversiones en exploración se han detenido y hasta disminuído en los últimos años.

¿Qué pasará si no se descubren nuevos yacimientos de la magnitud de Chihuido de la Sierra Negra-Lomitas, de El Trapial-Curumched y de Los Perales-Las Mesetas? El interrogante es **¿podrá mantenerse la producción en torno de los 48 millones de m³ anuales?**

La producción del año 1999 marca la declinación irreversible de la misma de no descubriese yacimientos nuevos que aporten petróleo fresco.

Siempre queda presente un recurso y es el paso natural del tiempo y con ello la aparición de nuevas tecnologías que surgen y resurgen en forma ininterrumpida.

Los pozos que se perforaban a principios de siglo demoraban dos o tres años para concluirse. Hoy, los mismos pozos se perforan en siete días. Pero no debemos comparar ambas situaciones. Responden a momentos y contextos totalmente diferentes.

En la actualidad contamos con avances tecnológicos que permiten perforar mejor y más barato; sistemas sísmicos más precisos que ayudan con mayor fidelidad a la interpretación del subsuelo; se aplican métodos de extracción más adecuados a las características de los reservorios, mejorando día a día el porcentaje de reservas recuperables.

Con este nuevo arsenal tecnológico, unido a sistemas organizativos de comunicaciones y de informática de nueva generación cabe una pregunta: ¿podrán las empresas mantener la producción en los valores actuales? Ya vimos que no es posible. La caída de la producción en el año 1999 lo demuestra claramente.

La declinación inevitable y acelerada no da tregua y para compensar los volúmenes de crudo que se pierden deben inyectarse al sistema renovados volúmenes de igual o mayor magnitud.

¿CUALES SON LOS CRITERIOS DE ANALISIS Y LAS HERRAMIENTAS A SER UTILIZADAS PARA INCORPORAR ESA MASA NECESARIA DE PETROLEO FRESCO?

- En primer lugar tomar conciencia de que una cosa es extraer crudo y otra es generarlo, o sea establecer prioridades bien claras sobre la explotación y la exploración.

El sistema, tal como opera en la actualidad ha demostrado idoneidad para extraerlo. La desaceleración en el crecimiento, ya fuertemente evidenciada en el año 1998, en un principio estabilizó la producción para luego entrar en declinación, como se hace notorio en el año 1999.

Ello es así porque no se han atacado armoniosamente ambos roles: exploración y producción.

Se ha dado prioridad absoluta a la explotación, o sea la producción de petróleo, abandonando casi por completo la exploración. Llegó el momento de pagar ese enfoque desafortunado. La caída de la producción, si no se descubren yacimientos de petróleo en el futuro, es estructuralmente irreversible. Los datos del año 1999 lo demuestran.

Opinando en términos relativos, podemos afirmar que desarrollar yacimientos y extraer crudo es fácil, predecible y rentable. En cambio descubrir yacimientos es más difícil, impredecible y costoso,

De allí el desafío que de cara al futuro tienen las empresas productoras, pues el sistema basado en la desregulación y en la privatización no ha podido, hasta ahora, generar reservas genuinas de petróleo y de gas.

Ha cumplido con lo fácil, predecible y rentable, o sea extraer crudo. Ha olvidado lo difícil, impredecible y costoso, es decir generar crudo.

Cuando se combinen armoniosa y solidariamente ambas circunstancias, extraer y generar, estaremos en condiciones de anunciar que la desregulación y la privatización han venido a quedarse exitosamente y para siempre en el país.

- En segundo lugar podemos decir que jugará un papel preponderante la aplicación en los yacimientos de nuevas tecnologías y modalidades operativa tendientes a mejorar la eficiencia del up-stream en el índice de recuperación de petróleo de los distintos reservorios.
- La tercer alternativa, para el caso de que las dos primeras no alcancen para lograr los objetivos buscados conduce, sin ninguna duda, a la necesidad de un **NUEVO PLAN EXPLORATORIO**, lo más urgente posible, lo más extendido posible y lo más incisivo posible.

IV – RESERVAS DE GAS NATURAL

Iniciaremos el análisis de la evolución de las reservas de gas en Argentina con la opinión del Dr. Marcelo Irigoyen quien comenzó su carrera profesional como Geólogo de Exploración en YPF, luego pasó a desempeñarse en la Comisión Nacional de Energía Atómica, para integrarse posteriormente al campo privado como funcionario de ESSO S.A.P.A. (Esso Sociedad Anónima Petrolera Argentina)

Decía el Dr Irigoyen en un artículo publicado en diciembre de 1995 referente a los recursos gasíferos en Argentina:“ El desarrollo de la industria argentina del gas siguió muy de cerca a la de la industria del petróleo en concordancia con la economía relativa del petróleo y sus derivados líquidos vs. la del gas natural. En términos históricos el petróleo se benefició por precios de mercado más altos que el gas y por ese motivo **el crudo fué el objetivo principal de la actividad exploratoria en el pasado**. También muchas áreas que se consideran con potencial gasífero fueron poco exploradas en el pasado porque la ex-empresa estatal tenía bajo su control reservas gasíferas en exceso durante períodos prolongados. En consecuencia, hay consenso generalizado sobre la posibilidad de **que la estimación de las reservas gasíferas potenciales del país estén considerablemente subestimadas**“.

En el párrafo precedente se condensan tres definiciones de mucha importancia:

- En una primera etapa prioridad de la explotación del petróleo frente al gas, en razón de la mayor demanda y mejor precio del primero.
- Abundancia de oferta de gas natural por las enormes riquezas descubiertas por YPF S.E., especialmente en la década del 70‘.
- **Reservas gasíferas potenciales del país considerablemente subestimadas.**

De cualquier manera, hay un antes y un después al año 1976 en lo que hace a las reservas comprobadas de gas natural en el país. Se pasa de una reserva de $200 \times 10^6 \text{ m}^3$ existentes en el año 1976 a una reserva de $700 \times 10^6 \text{ m}^3$ en el año 1982. Este empinamiento se debe, ni más ni menos que a los descubrimientos realizados por YPF S.E. de los yacimientos de Ramos y Aguara Güe en el Norte; de Loma La Lata y otros en Neuquén y de yacimientos varios en la zona Austral.

Las reservas se mantienen en el orden de los 600 a $800 \times 10^9 \text{ m}^3$ durante el período comprendido entre los años 1988 y 1997, a pesar de haberse consumido unos $270 \times 10^9 \text{ m}^3$ en dicho período y no obstante haberse manejado valores subvaluados, tal como lo expresa el Dr. Irigoyen en su artículo.

Es evidente que no ha habido aportes de nuevas reservas significativas en la última década, ya que al igual que sucede con el petróleo no ha habido incorporación de reservas a través de una actividad genuinamente exploratoria.

Al inicio de la década del 90' el anterior sistema estatizante dejó una herencia de $800 \times 10^9 \text{ m}^3$ de reservas comprobadas; $200 \times 10^9 \text{ m}^3$ de reservas probables y $700 \times 10^9 \text{ m}^3$ de reservas posibles.

Esta fabulosa masa de gas que en total suma uno $1700 \times 10^9 \text{ m}^3$ de reservas, en general, fué el humilde legado que el sistema estatizante dejó al nuevo sistema desregulado y privatizado.

Pero no solo se transfirió una reserva total de $1700 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gas natural, sino también dejó avanzados trabajos exploratorios, varios descubrimientos incipientes a nivel de pozos y valiosos, abundantes y costosísimos conocimientos geológicos, mineros y operativos en cada una de las cuencas gasíferas.

Tabla N° 1 RESERVAS COMPROBADAS,PROBABLES,POSIBLES
(10⁹m3)

CUENCA	COMPROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	TOTAL
Noroeste	123,8	14,0	286,0	423,8
Cuyana	1,1	--	--	1,1
Neuquina	313,7	42,0	232,0	587,7
Golfo S.Jorge	13,8	14,0	30,0	57,8
Austral	64,0	85,0	159,0	308,0
TOTAL	516,4	155,0	707,0	1378,4

V - PRODUCCION DE GAS NATURAL

1) EVOLUCION ENTRE LOS AÑOS 1994 y 1997.

Analizaremos a continuación la evolución de la producción de gas en el período comprendido entre el año 1994 - en que se encuentra en plena vigencia y consolidación el proceso de desregulación y privatización - y el año 1997.

AÑO	PRODUCCION		CAPACIDAD GASODUCTOS
	ANUAL (10 ⁹ m3)	DIARIA (10 ⁶ m3)	(10 ⁶ m3/día)
1994	27,7	75,9	81,15
1995	30,4	83,4	83,90
1996	34,6	94,9	92,45
1997	37.0	101.5	97.50

La producción pasó de $27,7 \times 10^9$ m3 en el año 1994 a $37,0 \times 10^9$ m3 en el año 1997 y fue posible inyectar esta producción a los gasoductos pues la capacidad de transporte de los mismos se incrementó como consecuencia de reparaciones, adaptaciones y completaciones realizadas a los gasoductos existentes. (Ver Planilla N° 2)

En 1994 funcionaban: cinco grandes gasoductos; tres gasoductos regionales y varios gasoductos menores en las zonas de producción y tratamiento.

En el año 1997 se mantenía la misma situación: cinco grandes gasoductos, tres regionales y varios locales

Veamos a continuación qué yacimientos aumentaron la producción de gas en el período 1994/1997:

TABLA N° 2 PRODUCCION DE GAS POR CUENCA (10⁶m3/día)

	1994	1997	DIFERENC	DESCUBIERTO POR
NORTE				
RAMOS	4,3	7,1	2,8	YPF S.E..
AGUARAGUE	3,0	5,3	2,3	YPF S.E.
ÑACATIMBAY	0,0	0,23	0,3	C.G.C.
5,4				
NEUQUEN				
L.L.L.	22,6	27,2	4,6	YPF S.E.
ASR-LLY-RCH	4,8	5,3	0,5	YPF S.E.
A.PICHANA	0,0	4,7	4,7	YPF S.E.
S. CHATA	1,0	3,5	2,5	PETROL. STA.FE
A. CAJON	0,6	2,2	1,6	YPF S.E.
CH.S.N.	0,5	2,0	1,5	YPF S.E.
RNQU	0,9	1,6	0,7	YPF S.E.
EL TRAPIAL	0,4	0,8	0,4	PETR.S.JORGE-P.HOUSTON
CH.DE LAS SALINAS.	0,0	0,4	0,4	YPF
MEDANITO-Petr. C.RIVADAVIA	0,3	0,5	0,2	YPF
17,1				
GOLFO SAN JORGE				
LOS PERALES	1,1	2,1	1,0	YPF
1,0				
AUSTRAL				
C.M.A.	6,3	7,0	0,7	YPF S.E.
MAGALLANES	0,2	1,1	0,9	SIPETROL
SANTA CRUZ	3,4	4,5	1,1	YPF S.E.
SANTA CRUZ	1,4	3,4	2,0	YPF S.E.
4,7				

En la tabla N° 2 observamos que de los dieciocho yacimientos gasíferos que aumentaron la producción entre los años 1994 y 1997, catorce corresponden a descubrimientos realizados por

la ex YPF S.E. con un incremento de producción diario total de $24,1 \times 10^6 \text{m}^3$, correspondiendo a yacimientos descubiertos por empresas privadas un incremento diario de $4,1 \times 10^6 \text{m}^3$. De estos últimos dos de ellos corresponden a áreas del Plan Houston (Sierra Chata y El Trapial)

- La producción de gas en el futuro seguirá incrementándose como consecuencia de:
- En el territorio nacional por iniciativa de los gobiernos provinciales de llevar gas a zonas alejadas o de baja densidad poblacional.Por ejemplo, la acción desarrollada en ese sentido por las provincias de Neuquén, Buenos Aires, Entre Ríos, y otras. A esto debe sumársele el crecimiento histórico industrial para generación eléctrica y para uso doméstico, en los grandes conglomerados humanos.
 - Por otro lado, las distribuidoras tienen planes de crecimiento en vigencia y a desarrollarse que demandarán cantidades crecientes de gas.
 - En la Argentina crecería la demanda potencial a una tasa del 4% anual acumulativo.

2-Para la exportación a países del Cono Sur (Chile,Uruguay y Brasil)
 En Chile, también se estima un crecimiento de la demanda del 4% anual. En Brasil a una tasa del 11%.

VI - EXPORTACION DE GAS NATURAL

Influencia en las reservas y en la producción.

A partir del año 1997 se inicia en la República Argentina una nueva etapa en la comercialización del gas natural, con la exportación del mismo en gran escala y la consiguiente construcción de gasoductos a los países vecinos importadores.

Enumeraremos los gasoductos por país de destino con algunos datos adicionales (Tabla N° 3)

Algunos ya se encuentran en funcionamiento como el Metanex y Gas Andes; otros en construcción como el Atacama y el Gaucho y otros con proyectos muy avanzados: del Pacífico y Cruz del Sur.

GASODUCTO	INICIO OPERACION (AÑO)	PAIS DESTINO	CAPACIDAD INICIAL-MAXIM $10^6 \text{m}^3/\text{día}$	COSTO $10^6/\text{u}\$s$	PUNTO INICIO
METHANEX	1996	CHILE	2/5	25	SAN SEBASTIAN
GAS ANDES	1997	CHILE	8/12	285	LA MORA
TRASANDINO	2001	CHILE	5/15	500/600	LLL-SALTA
DEL PACIFICO	1999	CHILE	1/3	300	NEUQUEN-C
ATACAMA	1999	CHILE	5/8	500	AGUARAGUE-A
NORANDINO	2002	CHILE	5/8	300	AGUARAGUE-A
GAUCHO	1999	BRASIL	5/12	120	PARANA-UR
MERCOSUR	---	BRASIL	10/36	1900	SALTA-SA
MESOPOTAMICO	2002	URUGUAY	3/6	220	PARANA-PAYSANDU
CRUZ DEL SUR	2003	URUGUAY	3/5	135	BUENOS AIRES-COL

La siguiente Tabla nos permite inferir el aporte de producción diaria procedente de cada Cuenca, para abastecer la exportación de gas en los años 2000, 2005 y 2010.

Tabla N° 4

Gas necesario para exportación, por Cuenca, para cada uno de los gasoductos en operaciones y proyectados: (10⁶m3 /día)

CUENCA	GASODUCTO	Ø	AÑOS		
			2000	2005	2010
AUSTRAL	Methanex	10"	2	5	5
NEUQUINA	Gas Andes	24"	8	12	15
	Trasandino		5	10	15
	Del Pacífico		1	3	5
NOROESTE	Atacama	36"	5	8	10
	Norandino		2	5	10
	Del Mercosur			10	36
AUSTRAL-NEUQUINA	Cruz del Sur	18"		3	5
NOROESTE NEUQUINA	Gaucho Mesopotámico	24"	6	12	18
			3	5	8

La tabla N° 5 permite definir la producción diaria en los años 2000, 2005 y 2010 en cada una de las Cuencas. Hemos considerado que en aquellos gasoductos alimentados simultáneamente por gas de dos cuencas, cada cuenca aporta la mitad del total.

Tabla N° 5 NECESIDADES DE GAS (10⁶m3 /día)

	CUENCA	EXPORTACION	USO INTERNO
AÑO 2000			
	Austral	2,0 = 2,0	
	Neuquina	14,0+4,5=18,5	
	Noroeste	7,0 +4,5 =11,5	
		32,0	110,0
AÑO 2005			
	Austral	5,0+ 1,5= 6,5	
	Neuquina	25,0+10,0=35,0	
	Noroeste	13,0+ 8,5 =21,5	
		63,0	125,0
AÑO 2010			
	Austral	5,0+ 2,5= 7,5	
	Neuquina	35,0+15,5=50,5	
	Noroeste	20,0+13,0=33,0	
		91,0	150,0

Si sumamos el gasoducto del Mercosur:

Año 2005 – 10,0+6,5+35,0+21,5=73,0 Uso interno: 125,0

Año 2010 – $36,0+7,5+50,5+33,0=134,5$ Uso interno: 150,0

Tabla N° 6: PRODUCCION ACUMULADA DE GAS POR CUENCA (10^9m^3)
(próximos diez años)

Cuenca	2000 al 2004		2005 al 2009		2000 al 2009		Total
	Exportac.	Interno	Exportac.	Interno	Exportac	Interno	
Austral	7,7	28,2	12,7	33,0	20,4	61,2	81,6
Neuquina	48,8	114,0	78,0	187,2	126,8	301,2	428,0
Noroeste	30,1	25,5	49,7	29,8	77,8	55,3	135,1
TOTAL	86,6	167,7	140,4	250,0	227,0	417,7	644,7
Mercosur	9,1	0,0	41,9	0,0	51,0	0,0	0,0
	95,7	167,7	182,3	250,0	278,0	417,7	695,7

Si relacionamos:

- La Tabla N° 1, de reservas comprobadas, probables y posibles
- La Planilla N° 1 de evolución de las reservas en los últimos diez años
- La tabla N° 4 de consumo de gas por cuenca
- La Tabla N° 6 de producción de gas por cuenca y producción total hasta el año 2010

Podemos llegar a las siguientes conclusiones:

RESERVAS COMPROBADAS.

- 1 – En el año 2010 la Cuenca Austral tiene un fuerte superavit de reservas comprobadas ($+80 \times 10^9\text{m}^3$)
- 2 - En el año 2010 la Cuenca Neuquina arroja un fuerte déficit de reservas comprobadas ($-100 \times 10^9\text{m}^3$).
- 3 – La Cuenca Noroeste prácticamente agota sus reservas comprobadas en el año 2010, situación que se compromete aún más en caso de construirse el gasoducto del Mercosur ($-26 \times 10^9\text{m}^3$)
- 4 – Si consideramos las tres Cuencas en su conjunto vemos que el consumo de gas de los próximos diez años ($695,7 \times 10^9\text{m}^3$) prácticamente movilizaría el total de las reservas comprobadas ($683,8 \times 10^9\text{m}^3$)

Ante este cuadro de situación se impondría la necesidad de transportar gas de la Cuenca Austral para cubrir el déficit de la Cuenca Neuquina ampliando el gasoducto actual y/o construyendo un segundo gasoducto.

De esta manera se armonizarían en principio las reservas, los gasoductos y la producción, agotando las reservas comprobadas.

Pero, si retomamos la Tabla N° 1 en lo referente a las reservas probables y posibles, y la Planilla N° 1 de evolución de las reservas probadas, tenemos:

Año 1997: Total de reservas comprobadas $683,7 \times 10^9$
Año 1994: Total de reservas comprobadas $535,5 \times 10^9$

Crecimiento de las reservas comprobadas entre 1994 y 1997: $148,2 \times 10^9$

Este crecimiento de las reservas comprobadas se obtiene a expensas de descubrimientos en zonas categorizadas como potenciales, o sea reservas probables y posibles (El Chango, Ñacatimbay, La Porcelana del Río Seco, Magallanes, etc).

Entonces, tenemos:

Año 1994 – Total de reservas potenciales(probables + posibles)	862,0x10 ⁹
Menos Transferencia de reservas potenciales a probadas	148,2 x10 ⁹
Año 1997 - Total de reservas potenciales(probables + posibles)	713,8x10 ⁹

Como en dicho período no ocurrieron descubrimientos relevantes a través de actividades genuinamente exploratorias, podemos considerar:

Año 1997 – Reservas comprobadas	683,7x10 ⁹
Año 1997 – Reservas potenciales (probables + posibles)	713,8x10 ⁹
Año 1997 - RESERVAS TOTALES	1.397,5X10 ⁹

Si comparamos estas cifras con las de la Tabla N° 6 observamos que el consumo en los próximos diez años, considerando consumo interno y exportación, sería del mismo orden que las reservas comprobadas.

Es decir que, teóricamente, en el término de diez años nos quedaríamos sin gas para atender la demanda.

En el año 2010 la necesidad diaria de gas en el país será aproximadamente del orden de los 150x10⁶m³ para uso interno y de los 91,0x10⁶m³ para exportar, esto último sin considerar el gasoducto del Mercosur.

Considerando el gasoducto del Mercosur la necesidad diaria de gas para exportar sería de 134,5x10⁶m³.

Por tanto, en el año 2010 la demanda diaria total estaría aproximadamente entre los 250 y 300x10⁶m³.

Las reservas potenciales son, en la actualidad del orden de los 700x10⁹m³. Si consideramos con optimismo que un 70% de esas reservas potenciales se transformarán en reservas comprobadas en los próximos diez años, existe la posibilidad de satisfacer la demanda por otros cinco años más, es decir hasta el 2015.

En síntesis:

Lo expresado precedentemente merece una meditada y profunda reflexión.

Con los descubrimientos gasíferos de la década del 70' se llegó a una situación predominante en el cono sur, no sólo satisfaciendo la demanda interna de más de 100x10⁶m³/día, sino también como país exportador neto de gas.

En el año 2000 se producirán más de 115x10⁶m³ de gas diarios. En el año 2010 la producción diaria superará los 250x10⁶m³.

Pero, si no hay descubrimientos de yacimientos gasíferos, entre los años 2005 y 2015 se presentaría prácticamente una quiebra en el abastecimiento, tanto interno como externo. Esta conclusión surge del análisis de las reservas disponibles en la actualidad y de lo que se consumirá entre los años 2000 y 2010.

¿Qué alternativa queda?

Una sola: Una exploración genuina, seria, vasta, extendida y de verdadero riesgo, en todas

las cuencas del país, (primero en las productivas y luego en las no productivas) en busca de yacimientos grandes, importantes, que permitan tener un horizonte de reservas para veinte, veinticinco o treinta años con las que se pueda satisfacer, en una primera etapa, una demanda de $250 \times 10^6 \text{ m}^3$ diarios, que consolide el abastecimiento interno (aproximadamente $150 \times 10^6 \text{ m}^3$ diarios) y las necesidades de exportación (aproximadamente $100 \times 10^6 \text{ m}^3$ diarios).

Sería como un boom exploratorio. Luego vendría el boom productivo y por ultimo el boom de los beneficios. Beneficios para los que descubran yacimientos, para los que produzcan, para los que transporten, para los que distribuyan y finalmente para el país en su conjunto.

Este boom exploratorio es posible, necesario y vital para la Argentina del futuro.

Es posible porque si YPF S.E. de entonces, con un sistema exploratorio y recursos técnicos disponibles en la década del 70' consiguió destapar reservas del orden de los $800 \times 10^9 \text{ m}^3$ (subvaluadas) y potenciales del orden de los $700 \times 10^9 \text{ m}^3$, cómo no puede hacer algo parecido el sistema desregulado y privatizado, con los adelantos tecnológicos actuales, con un mapa de hidrocarburos rico en áreas interesantes, con cuencas más maduras que en la década del 70', con una producción de gas que en el año 2000 superará los $100 \times 10^6 \text{ m}^3$ diarios, con un sistema institucional y empresario mucho más ordenado que el de entonces.

Es necesario para asegurar y consolidar la situación de privilegio que tiene el gas en la matriz energética y en la exportación, con una proyección del 40% en la demanda total de energía en el país y con tendencia a crecer. También es necesario por lo que implica estratégicamente para el país el fortalecimiento relativo con los países vecinos como exportador neto y masivo de gas natural.

Es vital porque con un gran plan que dinamice la actividad en la búsqueda de hidrocarburos en las cuencas productivas del país, lo que significa estudios sísmicos y geológicos; trabajos de perforación, terminación y reparación de pozos; construcción de gasolinoductos, oleoductos y gasoductos; montaje de baterías y plantas de tratamiento; construcción de caminos, etc., etc. Generaría nuevos bríos, nuevas esperanzas de vida digna y jerarquizada a zonas del interior del país actualmente pauperizadas, inactivas y casi abandonadas que hasta hace diez años fueron ejemplo de vida, de progreso, de avance y colonización en el desierto patagónico, en las bardas neuquinas y en la selva nortea.

En síntesis, volver a un país que crece y se desarrolla intensamente.

VII - CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

Al analizar el desenvolvimiento de las reservas y de la producción de petróleo y gas en la última década, en un sistema privatizado y desregulado, se llegó a conclusiones que demuestran comportamientos análogos para ambos hidrocarburos.

Por un lado, y prioritario, la falta de descubrimientos de yacimientos tanto de petróleo como de gas a través de actividades genuinamente exploratorias.

Por el otro, crecimiento sostenido de la producción de petróleo y de gas a partir de la puesta en marcha del sistema de desregulación y privatización.

Estos dos comportamientos: falta de descubrimientos y crecimiento sostenido de la producción conducen, inevitablemente, más tarde o más temprano, a un agotamiento de las reservas y consecuente caída en la producción de ambos hidrocarburos.

En el petróleo, por ejemplo, el año 1998 marcó una tendencia firme a estabilizarse y en el año 1999 la caída ya se manifiesta en toda su dimensión.

En cuanto al gas, aún se encuentra en su etapa de crecimiento en la producción como consecuencia de la exportación masiva del mismo, pero en un plazo de cinco a diez años también entrará en declinación por la falta de nuevos descubrimientos.

Ambas caídas, la producción de petróleo y la producción de gas, afectarán en una primera etapa los niveles de exportación, con las consecuencias directas negativas en los saldos exportables y posteriormente en el mercado interno.

Por ello, como propuesta inmediata a fin de evitar consecuencias tan negativas para el funcionamiento de la economía del país en un futuro no lejano, se plantea la necesidad de una exploración intensa a lo largo y ancho del país en las cuencas productivas y no productivas, en busca de cantidades importantes de hidrocarburos.

Esta necesidad debería materializarse en forma inmediata a través de un PLAN EXPLORATORIO en el desarrollo de áreas potenciales de hidrocarburos con la ubicación, en principio, de nuevos prospectos exploratorios.

A fin de enriquecer nuevamente el mapa hidrocarburífero debilitado en los últimos diez años como consecuencia de la política implementada, no afectar la economía y no agredir aún más el tejido social, es imperioso salir urgentemente en la búsqueda de yacimientos de petróleo y de gas.

Los nuevos prospectos exploratorios propuestos a continuación se clasificarán atendiendo a las prioridades del consumo interno y de las exportaciones.

Se podría establecer a priori el siguiente ordenamiento en las cuencas productivas:

PETROLEO

- 1 – Cuenca Golfo San Jorge
- 2 – Cuenca Neuquina

GAS

- 1 – Cuenca Neuquina
- 2 – Cuenca Norte
- 2 – Cuenca Austral.

PRODUCCION DE GAS NATURAL POR EMPRESAS (millones de m3)

EMPRESA	1993	1994	1995	1996	1997
YPF	12516,3	11203,5	11761,8	11811,2	12779,8
TOTAL	2881,2	4540,3	4439,6	6470,2	6346,8
P.COMPANC	2900,0	2986,2	3232,5	3910,1	3000,9
BRIDAS	3108,1	2882,7	2629,6	2468,3	2610,4
PLUSPETROL	1714,8	1957,5	2220,7	2605,2	3171,8
TECPETROL	--	--	1606,9	1666,3	2505,8
QUINTANA	400,6	524,5	807,9	1052,9	1195,3
PETR.S.FE	--	--	745,0	1290,1	1293,7
CAPSA-CAPEX	--	--	660,0	990,5	843,3
AMOCO	268,4	279,3	--	--	--
OTRAS	2873,3	3323,2	2337,2	2384,9	3326,3
TOTAL	26662,7	27697,4	30441,2	34649,7	37074,1
Miles m3/día	73,048	75,883	83,400	94,671	101,573

Fuente I.A.E.“Gral.Mosconi“

Planilla Nº 1

RESERVAS COMPROBADAS DE GAS NATURAL POR CUENCA
(millones de m3)

CUENCA	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
NOROESTE	149.753	146.830	144.428	144.796	122.812	123.897	113.244	122.244	173.883
CUYANA	1.291	1.292	822	868	844	1.121	861	854	662
NEUQUINA	432.788	406.069	321.484	344.179	321.087	313.781	294.708	343.802	338.300
GOLFO	33.708	21.060	12.639	12.870	9.955	13.844	10.867	16.148	17.263
S.JORGE	155.476	168.676	99.683	90.156	85.731	64.019	115.848	136.347	155.479
AUSTRAL									
TOTAL PAIS	773.016	743.927	579.056	592.869	540.429	516.662	535.528	619.295	685.587
Reservas/Producc.	34 años	31 años	25 años	24 años	22 años	19 años	19 años	20 años	20 años