



Exploración

Situación actual e incorporación de reservas

Por el Ing. Eduardo Davila, Director Nacional de Recursos de la Subsecretaría de Combustibles

Los valores totales que se estima incorporar hasta el 2010 de las cuencas actualmente productivas serían de alrededor de 480 millones de m³ para el petróleo y de 750.000 millones de m³ para el gas.

¶ Pero para llegar a esos valores ¿cuál es la situación actual de los permisos de exploración? ¿qué posibilidades tienen las cuencas sedimentarias productivas? ¿qué escenarios se establecieron para arribar a esas previsiones? Estos son solo algunos de los puntos que se analizaron en la exposición que el Ing.

Eduardo Davila, Director Nacional de Recursos de la Subsecretaría de Combustibles dio durante la Mesa Redonda sobre "Exploración de Hidrocarburos en la Argentina" que tuvo lugar en el XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos realizados en octubre pasado.

El marco jurídico para la exploración y explotación de hidrocarburos es la Ley 17.319 y los Decretos N° 1055/89, 1212/89 y 1589/90 de desregulación de la actividad. En lo que hace a exploración, están en actividad los siguientes permisos: • contratos reconvertidos del ex Plan Houston • del Concurso Público Internacional E-01/92 "Plan Argentina" • asignados a YPF S.A. por Ley 24.145 • no reconvertidos del ex Plan Houston.

Hasta tanto se produzca la sanción y promulgación de la ley modificatoria de la Ley 17.319, cuando las áreas de exploración no adjudicadas hasta la promulgación de la Ley 24.145, en octubre de 1992 pasaran definitivamente a las provincias, se dispone del Decreto 1955/94



de "Áreas de Transferencias" por el cual la Nación puede seguir licitando las áreas que se revertan parcial o totalmente incorporándolas al Plan Argentina, con el acuerdo de las provincias.

Cabe acotar que la ley modificatoria de la N° 17.319 junto al Pacto Federal de los Hidrocarburos que

fuera consensuado oportunamente entre el Poder Ejecutivo Nacional, las provincias, las empresas petroleras y los legisladores de los bloques mayoritarios de ambas cámaras, fue enviada al Congreso en marzo de 1995.

En el Plan Argentina se han adjudicado hasta hoy **54 áreas**, quedando 46 de las que están en actividad o en proceso de adjudicación y 7 se han revertido totalmente.

En el ex Plan Houston **restan 11 en actividad**. De ellas, cinco en la Cuenca Neuquina, 2 en *offshore* y todas estas están en la etapa de perforación.

YPF S.A. **tiene 22 permisos de exploración**, incluidos los de las UTE Aguaragüe, Palmar Largo y Santa Cruz I y II. Todas estas áreas de YPF revertirán a fin de este año y serán incorporadas al Plan Argentina en el primer trimestre de 1997.

Las unidades de trabajo ofertadas se concentran fundamentalmente en la Cuenca Neuquina. El 14% están en *offshore* y el 9% en la Cuenca San Jorge y Bolsones.

Si bien el 34% de las áreas no productivas recibieron ofertas, solo el 17% de la Unidades de Trabajo fue comprometido en estas.

Con respecto a la actividad en exploración debo destacar la evolución de los po-

Fig. 1



Cuenca Noroeste	Nacatimbay San Pedrito	1000 Mm ³ (gas) 1200 Mm ³ (gas)
Cuenca Neuquina	Sierra de Reyes Chiucho de la Salina	130 m ³ /d (petróleo) 160 m ³ /d (petróleo)
Cuenca Austral	Campo Indio María Inés	400 m ³ /d (petróleo) 360 m ³ /d (petróleo)

zoz perforados (Figura 1) donde se ve el notable incremento para los años 1994 y 1995. Este último año se perforó un 60% más de pozos de exploración que la media de los últimos diez años y se duplicó la cantidad de pozos de explotación.

Como resultado de este trabajo en exploración en estos últimos dos años hubo numerosos descubrimientos. La mayoría de ellos en permisos de exploración.

Ya se están otorgando concesiones provenientes de permisos de exploración del Plan Argentina y se hallan en evaluación importantes lotes en la Cuenca Neuquina y en la Cuenca Marina Austral.

Aspectos ambientales

Cuando hablamos del futuro de la Exploración y Explotación no podemos dejar de ver lo que se ha hecho en los aspectos ambientales ya que éstos se han incorporado a la cultura de la industria petrolera.

Conjuntamente con el mejor *management* de los reservorios haciendo una explotación más racional de los recursos, hubo un notable cambio en el manejo ambiental de la actividad, donde no sólo se saneó el pasado sino que, además, se cambió completamente las prácticas en el campo, llevando así el

desarrollo sustentable de la industria.

Desde la ex Secretaría de Energía se dictó en 1992, en plena desregulación petrolera, la primera norma ambiental, la Resolución 105/92 que describe las Normas y Procedimientos para el Cuidado Ambiental en las etapas de Exploración y Explotación de hidrocarburos.

A partir de este hito, con la colaboración de la industria a través del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas como ámbito de discusión y con aportes para la implementación de las normas, se fueron dictando aquellas complementarias siempre buscando que fueran practicables, es decir, que no tuvieran conflictos de carácter técnico o económico que dificultasen su puesta en práctica.

También se buscó hacer un proceso dinámico del ciclo **Evaluación-Plan de**

Mitigación-Monitoreo, verificando en forma permanente, la efectividad de las medidas correctivas adoptadas. La metodología de la gestión ambiental es la misma para las empresas y para el Estado, razón por la cual se llega a una **cogestión ambiental** (optimizándola y simplificándola), lográndose resultados óptimos.

Así se dictaron las normas para el Registro de Empresas Consultoras (Res. 27/93), el Avenamiento de Gas (Res. 236/93), los Estudios Ambientales (Res. 252/93), los cronogramas para la presentación de los informes de Gestión Ambiental (Res. 340/93), el reacondicionamiento de piletas y la restauración de suelos (Res. 341/93), la Estructura de los Planes de Contingencias (Res. 342/93) y las de Abandono de Pozos (Res. 5/96).

Los resultados de estas normas a las que las empresas respondieron con ingentes esfuerzos y gran creatividad podemos observarlos en las Figuras 2, 3 y 4.

Posibilidades actuales de las cuencas sedimentarias productivas

Hasta el presente se han detectado en Argentina un total de cinco cuencas sedimentarias productivas: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral, por lo que el análisis efectuado se restringe a ellas.

Se ha considerado cada cuenca en forma particular, lo que ha permitido estimar los futuros descubrimientos de yacimientos y sus volúmenes probables que se incorporarían en los próximos quince años. Ello, en base a la superficie ya explorada, a la cantidad y tipo de los descubrimientos realizados hasta la

Resultados

Restauración de piletas

- 21.200 piletas restauradas.
- +3.000 piletas de pozos perforados en los últimos 3 años.
- 24.200 piletas restauradas en 3 años.
- Se recuperaron más de 250.000 m³ de crudo.
- Inversión aproximada: 220 millones de dólares.
- Aún se están verificando. En muchos casos fueron experiencias nuevas.
- En algunos casos, dados los tiempos necesarios para la evaluación, aún se está trabajando.

Subsecretaría de Combustibles - Dirección Nacional de Recursos

Fig. 2

Aventamiento de gas natural

- Reducción de 2,1 millones de m^3 /día, por cierre de pozos.
- Obras para el aprovechamiento de más de 8 millones de m^3 /día de gas aventado.
- A fines de 1996 el gas aventado será el 3% del total producido. A fines de 1993 se superó el 15%.
- Inversión aproximada: 320 millones de dólares.

Subsecretaría de Combustibles - Dirección Nacional de Recursos

Resultados

Gestión ambiental

- Se cubrió todo el país.
- 170 estudios ambientales de áreas de explotación.
- 370 estudios ambientales para pozos de exploración.
- 250 monitoreos anuales de obras y tareas.
- 120 planes de contingencia.
- Inversión aproximada: 90 millones de dólares.

Subsecretaría de Combustibles - Dirección Nacional de Recursos

Fig. 4

fecha, a su producción acumulada y reservas remanentes, en función de las características de la superficie que aún queda por explorar y el resultado de los últimos pozos exploratorios perforados.

Cuenca del Noroeste

Se compone de tres cuencas productivas superpuestas de petróleo y gas: a) **Cuenca Devónica.** De acuerdo con la superficie investigada, los resultados obtenidos hasta el presente y lo que restaría explorar, se estima probable que se descubran dos yacimientos del tamaño y características de Ramos y/o Aguaragüe. Esto significarían 30 millones de m^3 de petróleo y/o condensado y 200.000 millones de m^3 de gas. b) **Cuenca Carbónica.** En base al mismo análisis, se estima descubrir dos yacimientos de las características de Campo Duran y/o Madrejones que proporcionarían 10 millones de m^3 de petróleo y 20.000 millones de m^3 de gas. c) **Cuenca Cretácica.** Se estima el aporte de dos yacimientos del tipo Caimancito que aportarían 20 millones de m^3 de petróleo y 30.000 millones de m^3 de gas.

Cuenca Cuyana

Dada la avanzada madurez explora-

toria de esta cuenca, así como sus características detectadas, únicamente petrolíferas y sobre la base de los conocimientos actuales, se estima que se podrán incorporar unos 20 millones de m^3 de petróleo en el curso de los próximos quince años.

Cuenca Neuquina

Esta cuenca tiene una gran potencialidad y, dada la superficie aún subexplorada, sobre todo considerando la zona de relativo reciente descubrimiento como es la franja correspondiente al denominado "Cinturón Plegado"

cuyos límites no están todavía definidos, resulta probable una incorporación estimada en 150 millones de m^3 de petróleo y 250.000 millones de m^3 de gas para los próximos quince años.

Cuenca del Golfo San Jorge

La parte marina de esta cuenca se encuentra sin producción y se considera subexplorada, el igual que el 40% del área en tierra y de acuerdo con sus características, se estima incorporar 200 millones de m^3 de petróleo en los siguientes quince años.

Cuenca Austral

Se estima que en esta cuenca se incorporarán 50 millones de m^3 de petróleo y 250.000 millones de m^3 de gas en los próximos quince años.

En consecuencia, los valores totales que se estima incorporar de las cuencas actualmente productivas serían aproximadamente:

Petróleo	480 millones de m^3
Gas	750.000 millones de m^3

Aspectos particulares considerados en la futura incorporación de reservas de petróleo y gas

- Las incorporaciones y/o disminuciones

anuales que por revisiones y estudio se efectúan de cada yacimiento (actualmente en explotación) para el cálculo de sus reservas, en función de los resultados obtenidos por la actividad anual llevada a cabo en los mismos.

- Debido a un mejor *management* habrá un incremento paulatino en los porcentajes de recuperación final de fluidos, aumentando en consecuencia los valores de reservas a movilizar de los yacimientos, por el empleo de nuevas tecnologías y mejor aprovechamiento de la energía, estimándose que se llegará a valores globales cercanos al 30% en los próximos quince años.
- La incorporación de reservas correspondientes a yacimientos de mediana extensión y posibilidades. No se incluye el hallazgo de ningún mega-yacimiento del tipo Loma de la Lata, por considerarlo un hecho fuera de lo normal y no válido para una prospectiva.
- La incorporación de reservas dentro de las áreas de interés secundario. Se estima un aumento importante de las inversiones en ese rubro para los próximos quince años en función de su situación actual, la ubicación que las mismas tienen en las cuencas (muchas de ellas con mejores perspectivas que varias de las áreas exploratorias de los diferentes planes) y la superficie exploratoria que integran esas concesiones.

Proyección de la producción y las reservas de petróleo y gas hasta el 2010

Para efectuar las proyecciones (Figura 5) se ha considerado la evolución de las cifras oficiales documentadas desde 1980 hasta 1995 inclusive, las tasas anuales de crecimiento del consumo interno, la evolución de la producción de petróleo y gas (incluyendo en ella los compromisos ya asumidos de exportación), la evolución de las reservas y los aspectos ya desarrollados.

Se efectuaron las proyecciones en dos escenarios: uno probable (A) y otro de máxima (B) para acotar los valores

resultantes y permitir la observación y seguimiento de un entorno que aparece actualmente como más probable pero que deberá ajustarse en forma constante con los nuevos valores indicativos que con el tiempo se obtengan y los cambios futuros de demanda, de fuentes de energía y en los costos de transporte.

Con referencia a las Tasas de Crecimiento del Consumo Interno y de Crecimiento de la Producción de petróleo y gas se adoptó el criterio empleado para el trabajo de Prospectiva que se efectúa y actualiza anualmente (trabajo que llevan a cabo en conjunto las Subsecretarías de Combustibles y de Energía Eléctrica) utilizando para el cálculo las Tasas medias anuales:

1) Tasas anuales medias de crecimiento de la producción

Históricas	Proyectadas	
	Escenario "A"	Escenario "B"
1980/90 5,5%	1995/2000 4,3%	4,3%
1990/95 5,8%	2000/2005 3,0%	7,6%
1980/95 5,6%	2005/2010 3,8%	4,3%
	1995/2010 3,7%	5,4%

2) Tasas anuales medias del crecimiento del consumo interno

Históricas		Proyectadas	
1980/90	6,6%	1995/2000	3,5%
1990/95	6,0%	2000/2005	2,7%
1980/95	6,4%	2005/2010	3,7%
		1995/2010	3,3%

3) Exportaciones

Se consideraron para el análisis aquellos proyectos en realización y por realizar que ya cuentan con la autorización de la Autoridad de Aplicación o bien se encuentran en trámite, incluyéndose en el escenario "B" (de máxima) un posible gasoducto a Brasil que fuera autorizado a la empresa YPF S.A. mediante el Decreto PEN N° 350/92.

Escenario "A"					
Proyecto	2000	2005	2010	Años	Total
	MMm ³ /d				MM de m ³
1) San Sebastián-Bandurrias	2	2	2	21	15.000
2) Gasandes	2,5	5	8	25	57.000
3) Uruguay	2	2	2	20	9.000
4) Uruguayana	2,5	3	3	20	18.000
Total	9	12	15		99.000

Escenario "B"					
Proyecto	2000	2005	2010	Años	Total
	MMm ³ /d				MM de m ³
1) San Sebastián-Bandurrias	2	4	4	21	27.700
2) Gasandes	2,5	5	12	25	71.700
3) Uruguay	2	2	4	20	16.300
4) Uruguayana	2,5	5	7	20	36.000
5) Brasil	0	20	20	20	146.000
Total	9	36	47		270.000

4) Proyección de las reservas de petróleo y gas

En función de los análisis y supuestos descriptos, **incluyendo la gran influencia que al respecto tienen las tendencias a la racionalidad y eficiencia en el consumo energético**, la situación de nuestro país respecto de ellas, las políticas implementadas, **las posibilidades y perspectivas actuales y futuras de las cuencas sedimentarias argentinas** y la producción e incorporaciones esperadas para los dos casos mencionados, se ha desarrollado una proyección de las reservas de petróleo y gas desde 1996 hasta el 2010.

Dada la cantidad de variables que inciden en un análisis prospectivo y tomando en cuenta que una modificación en cualquiera de ellas produciría cambios importantes en el resultado final, se han considerado dos posibilidades para determinar un entorno dentro del cual se estima probable que se desarrolle la situación futura en nuestro país en cuanto a producción, incorporación y reservas de petróleo y gas: un caso base (Escenario A) y un caso máximo (Escenario B).

Para ambos casos se han utilizado valores iguales en las incorporaciones anuales tanto de petróleo como de gas ya que se entiende que la influencia sería la misma para los dos si existiera alguna modificación significativa en esta variable y porque, además, no se ha incluido en el cálculo la posibilidad de algún "mega-yacimiento".

Resulta importante aclarar que los valores adoptados para las proyeccio-

nes como posibles de incorporar anualmente, tanto para el petróleo como para el gas, responden a la realidad que hoy muestran en cifras y en potencialidad los yacimientos descubiertos hasta el presente, más los que se encuentran en evaluación aún sin desarrollar.

Desde la Secretaría de Energía creemos que esta proyección de reservas es posible, pero aún así hemos evaluado qué medidas tomar para favorecer la exploración.

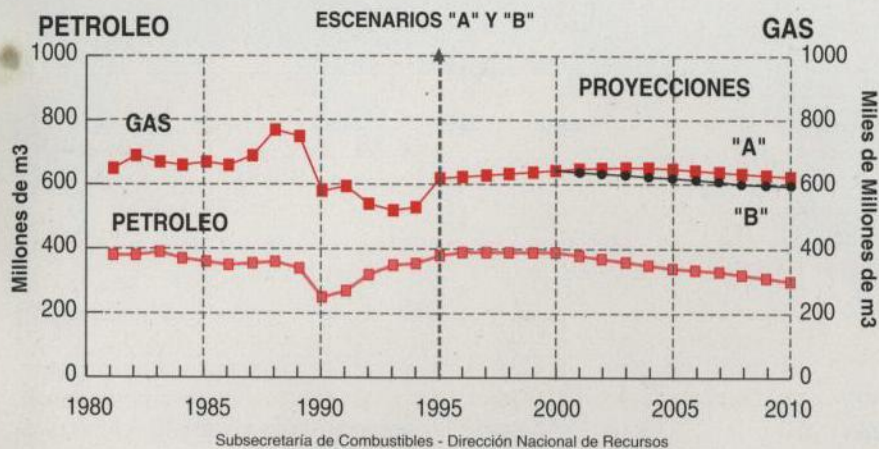
Observamos que el marco normativo, legal y económico actual llevó al presente éxito de la industria, siendo su continuidad necesaria para un desarrollo sustentable de la actividad que permitirá, en un área de tal alto riesgo, programar las inversiones que llevarán a la incorporación de reservas necesarias a fin de sostener una producción que racionalmente se programe, ya que son éstas el indicador del futuro de la industria petrolera y a través de la producción toma su renta la comunidad en los impuestos y regalías que pagan.

Como incentivo principal en la búsqueda de reservas las empresas necesitan tener la seguridad de la demanda que podrán abastecer y la posibilidad cierta de evacuar la correspondiente producción donde ésta sea demandada.

Para el caso del petróleo hemos pasado de un país que buscaba el autoabastecimiento a un país de neto corte exportador, incrementando la producción en 56% desde la desregulación, construyéndose el oleoducto a Chile, mejorando toda la estructura interna de oleoductos y

Fig. 5

Evolución y proyección de las reservas de petróleo y gas - escenarios "A y B"



mejorando las terminales portuarias, previéndose nuevas inversiones para optimizar la salida de los puertos.

Para el caso del gas, la producción se incrementó en un 26% desde la desregulación, se ha mejorado la red interna de gasoductos, se mejoró la red de distribución, ya se construyó un gasoducto a Chile en Tierra del Fuego, se está construyendo el Gasoducto GasAndes para abastecer a Santiago de Chile y se han proyectado dos nuevos gasoductos a ese país, uno a Concepción (Gas Sur) y otro en el norte a Antofagasta, dos a Uruguay y ante la atractiva posibilidad de abastecer a San Pablo, Brasil, se ha intensificado la exploración en la Cuenca del Noroeste en donde importantes inversiones han llevado a no menos importantes descubrimientos.

En este sentido, desde la Secretaría de Energía, en la medida en que se confirman las reservas, autoriza las exportaciones y las correspondientes concesiones de transporte.

Las cuencas prospectivas tienen 2.200.000 kilómetros cuadrados y solo se halla en exploración el 25% de esta superficie, estando subexplorada la Cuenca Chaco Paranaense, las *offshore* y en Neuquén queda la faja plegada, habiendo excelentes posibilidades en la Cuenca del Noroeste y Austral.

Merece una atención especial el caso

de las áreas secundarias que se otorgaron por concesión de explotación con un área de exploración complementaria, donde los lotes de explotación solo ocupan el 2% del total de las áreas, restando un 98% sin explorar ya que en la mayoría de los casos se ha explorado muy poco. En el contexto de la Ley 17.319 es clara la importancia de la exploración en las concesiones de explotación para el desarrollo de las mismas. Por lo tanto, realizaremos los esfuerzos necesarios para impulsar la exploración ya que son las áreas de más bajo riesgo disponibles.

Para todos los casos, en general consideramos de capital importancia mantener el marco jurídico-económico que llevó al desarrollo actual de la actividad y:

- a) Fomentar la realización de Surveys Especulativos por parte de las compañías de servicios, a las cuales se puede acceder a través de Permisos, obteniendo durante seis meses a un año el área de oferta en el Plan Argentina para reincorporarla una vez que se ha interpretado la información y promocionado la posibilidad del área por las mismas compañías de servicios. De esta manera, baja el costo de exploración por empresa permitiendo a su vez, un mejor conocimiento de las áreas.
- b) Hemos fomentado la formación de un banco de datos en el que, con la

colaboración del IAPG y el aporte de las empresas petroleras, mejorará el acceso a la información de cada área para cualquier interesado, siendo el banco en sí un medio de promoción de la exploración. El banco de datos se hará con empresas especializadas en el tema.

En áreas de alto riesgo o llamadas de Frontera, en lo que hace a las medidas en el pliego de condiciones, estamos estudiando la aplicación de las siguientes:

- 1) Disminuir la exigencia mínima de UT.
- 2) Tomar como períodos de exploración los máximos que prevé la Ley N° 17.319. Es decir, cuatro, tres y dos años para cada período dividiendo el primero y dos subperíodos de 2° y 1°, y al cabo de cada subperíodo o período se deberá revertir el 50% del área, manteniéndose las obligaciones de perforación en el período siguiente.
- 3) Reducir las regalías hasta un 5% en función de los riesgos y tipo de yacimiento. Para el caso *onshore* ya algunas provincias productoras de hidrocarburos han decidido reducir las regalías hasta el 5% como prevé la Ley N° 17.319 para las áreas de alto riesgo, estando en trámite en un caso, el decreto aprobatorio.
- 4) Se adecuará el criterio de reversión de áreas. Para delimitar el área remanente, se la deberá definir a lo máximo con dos lados, uno en sentido Norte-Sur y el otro en Este-Oeste.

Este sistema llevará a las empresas a realizar estudios regionales previos en los casos en que sea necesario, para concentrarse sobre una parte del área y así llevar un mejor conocimiento de cada cuenca.

Obviamente, en este aspecto de promover interés en áreas de exploración, estamos siempre abiertos a sugerencias que puedan optimizar las condiciones bajo las que se ofrecen las áreas, analizándolas, como siempre lo hemos hecho, e introduciendo las mejoras que sean posibles y convenientes para lograr una mayor y mejor exploración.