



¿Qué hicieron las empresas?

El futuro de la exploración se presenta como un verdadero desafío para las empresas.

Como se dijo en los recientes Congresos de Geología y Exploración de Hidrocarburos, "la exploración fácil ya ha sido realizada y los descubrimientos en las zonas conocidas tal vez no sean de la magnitud que requiere el país para las necesidades del inicio del próximo milenio". En este sentido, y sin olvidar el concepto bien conocido por nosotros de que "las empresas valen por las reservas de que disponen", ¿qué están haciendo en este tema tan clave para el desarrollo futuro? Esta fue la razón que llevó a la redacción de *Petrotecnia* a preparar un cuestionario que se ha enviado a las empresas que están desarrollando actividades de exploración. Respondieron:

el Dr. Eduardo Pezzi, director de Exploración y Desarrollo de Bidas SAPIC; el Ing. Saúl Ziporovich de Petrolera Argentina San Jorge S.A.; el Ing. Carlos Cortizas, gerente de Operaciones Comerciales de Petróleo y Gas de Pérez Companc; el Dr. Jorge O. Cangini, gerente de Exploración de Pluspetrol; el Ing. David J. Greer, gerente de Exploración y Producción de Shell CAPSA; el Dr. Eduardo Carrera, jefe de la División de Exploración de Tecpetrol; el Ing. Edmond Ousset, gerente de Exploración de Total Austral y el Dr. Mateo Turic, gerente de Exploración de YPF S.A.

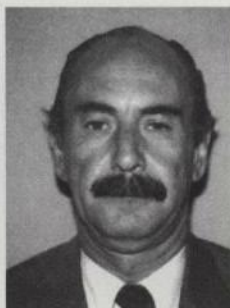
- 1) ¿Qué nivel de actividad exploratoria ha tenido su empresa durante 1996 en las áreas operadas por la misma? (kilómetros de sísmica 2D y 3D, gravimetría, magnetometría, estudio de imagen satelital, levantamientos geológicos superficiales, número de pozos, tipo de pozos, metros perforados, etc.)
- 2) ¿Cuál será el nivel de actividad exploratorio proyectado para 1997?
- 3) ¿Qué tecnologías de última generación incorporarán en los futuros trabajos de exploración?
- 4) En su opinión, ¿qué relación reservas comprobadas/producción en petróleo y gas es posible para la Argentina y cuándo podrá alcanzarse?
- 5) ¿Puede decir qué valor tiene en su empresa la relación nuevas reservas/producción para 1995? ¿Le satisface dicho valor?

Bidas SAPIC

Responde: Eduardo Pezzi, Director de Exploración y Desarrollo

1) Durante 1996 la actividad exploratoria en las áreas operadas por Bidas fue la siguiente:

- **Sísmica 2D:** 298 km en las 5 áreas del sur de la provincia de Buenos Aires y 227 km en el Bloque Santa Cruz, Bolivia.



- **Sísmica 3D:** 97 km² en Loma Pedregosa (al sur de la Dorsal).

- **Pozos exploratorios:** 11 + 1 (en programa). De este total de 12 pozos, 5 corresponden a áreas del Plan Houston reconvertidos y 7 a las áreas de producción.

Total de metros perforados a la fecha (31/10/96): 21.436

Aerogravimagnetome-

tría: 30.000 km² en el sur de la provincia de Buenos Aires. Este relevamiento actualmente se está iniciando y comprenderá unos 7.000 km de vuelo.

2) Para 1997 dentro de las áreas operadas está programado realizar:

Sísmica 2D: 100 km

Pozos exploratorios: 11

3) La aplicación de tecnologías de última generación estará enfocada hacia dos objetivos: definición de trampas sutiles en las zonas de producción, y comprensión de los rasgos geológicos re-

Área	Pozo	Profundidad
Río Barrancas	El Vatro x-1	2.073 m
Mata Amarilla	El Amanecer x-1001	1.154 m
	Dos Cerritos x-1	916 m
Sur Río Deseado	El Catamarqueño x-1	2.155 m
Al sur de la Dorsal	Aguada Quinchao x-1001	1.552 m
Piedra Clavada	PC. e-1327	2.133 m
	PC. e-1317	1.770 m
Est. Fernández Oro	FFO. a-75	4.130 m
Tierra del Fuego	BG. a-6	1.676 m
	LS. e-1001	2.202 m
	BG. e-5	1.675 m
Cerro Manzano	Pehuenche x-1	2.075 m

* programados a ser perforados antes de fin de año

gionales en las áreas de exploración de frontera a fin de establecer los sistemas petroleros.

Para el primer caso se continuará mejorando la utilización de la sísmica 3D con la aplicación de programas de geoestadística para la interpretación y mapeo.

Para el caso de la exploración en áreas de frontera se intentará el modelado de la información gravimétrica y magnetométrica a partir de datos sísmicos regionales.

4) En relación futura de reservas comprobadas/producción de petróleo no se esperarían grandes cambios con respecto a la que actualmente existe. En cuanto a esta relación para el gas, podría mejorar en los próximos tres o cuatro años si se mantiene la tendencia de ampliación del mercado. Actualmente, existen reservas de gas inmovilizadas por la falta de mercado, hecho que produce desaliento para la exploración de gas. Una potencial ampliación del mercado impulsaría la exploración, que de hecho ha comenzado a experimentarse con las recientes incorporaciones en la Cuenca del Noroeste.

5) Bidas SAPIC establece el valor de la relación entre las nuevas reservas y la producción mediante el "Rate Replacement Ratio" o RRR, valor que calcula sobre las reservas probadas auditadas externamente. Este valor, para evitar anomalías, se calcula para períodos de 3 años. Para Bidas SAPIC y el caso específico de 1995 este valor es del 342% y corresponde a valores netos totales de reservas y producción de la compañía, es decir incluye a sus participaciones en las áreas operadas propias y las operadas por terceros.

Petrolera Argentina San Jorge S.A.

Responde: Ingeniero Saúl Ziperoovich

1) El nivel de actividad exploratoria ha sido:

4 pozos exploratorios	7.938 metros perforados
9 pozos de extensión	17.967 metros perforados
Total 13 pozos	25.905 metros perforados
Sísmica 2D	1.256 km
Sísmica 3D	65 km ²

2) El nivel de actividad proyectado será

Perforación	18 pozos en total (12 exploratorios más 6 de extensión)
Sísmica	1.300 km de sísmica 2D

3) Las tecnologías serán:

- Geoquímica de superficie
- Conversión en profundidad de datos 3D preapilamiento (*prestack 3D depth migration*)
- Cubo de coherencia para datos 3D (*3D coherency cube*)

4) La relación actual debería mejorarse en un 25%. Con una política adecuada de fomento a la exploración podría alcanzarse en unos cinco años.

5) La relación reservas probadas/producción de petróleo para Petrolera Argentina San Jorge es de 7 años. Sin embargo, nuestro índice de reemplazo de reservas ha sido consistentemente superior a 1:1 durante

los últimos años; vale decir que hemos ido reemplazando con creces lo que hemos producido.



Pérez Companc S.A.

Responde: Carlos Cortizas, Gerente de Operaciones Comerciales de Petróleo y Gas

1) En el transcurso de 1996, hemos desarrollado una importante actividad exploratoria. En nuestro país, en la Cuenca Neuquina, se registraron 394 km² de sísmica 3D en las



áreas "Puesto Hernández" y "Río Neuquén", encontrándose actualmente estos proyectos en etapa de interpretación y procesamiento respectivamente. En el área "Bajada del Palo" se perforó un pozo exploratorio de 3.500 metros de profundidad final que encontró una acumulación de gas no económica y manifestaciones de petróleo que aún se encuentran en evaluación. En el bloque CNQ-19 "Añelo" se perforó un pozo de avanzada en el yacimiento gasífero "Aguada de la Arena" descubierto por Pérez Companc en 1994.

En la Cuenca del Golfo de San Jorge, en el área "Kouel Kaike-El Valle" se perforaron cuatro pozos de avanzada y uno exploratorio, resultando todos productivos de petróleo. En el área "Pampa del Castillo-La Guitarra" se perforaron dos pozos exploratorios y dos de avanzada, resultando las avanzadas y uno de los exploratorios productivos de petróleo.

En la Cuenca Chaco-Paranaense, en el bloque de exploración CNE-45 "Junín" se comenzó el reprocesamiento de 525 km de sísmica 2D.

En el área "Santa Cruz II" de la Cuenca Austral, se decidió pasar al segundo período de exploración revirtiendo el 50% de la superficie original del área exploratoria.

En el exterior, la actividad exploratoria del área "Oritupano-Leona" en la Cuenca Oriental de Venezuela se centró en la perforación de dos pozos exploratorios y uno de avanzada ubicados luego de la interpretación de 680 km² de sísmica 3D, resultando los tres productivos de petróleo. También en Venezuela, pero en el bloque exploratorio "San Carlos", comenzaron los trabajos

de prospección mediante los estudios ambientales necesarios para adquirir 1.400 km de sísmica 2D y levantamientos de geología de superficie.

En el campo "Caranda", ubicado en las inmediaciones de Santa Cruz de la Sierra en Bolivia, comenzó la perforación de un pozo de exploración profunda programado a 5.200 metros de profundidad, que tiene como objetivo probables reservorios gasíferos del Devónico Inferior.

En la República de Ecuador, se logró este año la adjudicación del Bloque 31, correspondiente a la octava ronda de exploración en la cuenca del Alto Amazonas, en el cual han comenzado los estudios ambientales necesarios previos al inicio de la operación. Cabe destacar la importancia de este relevamiento por cuanto dicho bloque se encuentra completamente dentro del Parque Nacional Yashuni.

2) Para el año 1997 se prevé el registro de 500 km² de sísmica 3D en las áreas "25 de Mayo-Medanito S.E." de la Cuenca Neuquina y "Piedras Coloradas-Estructura Intermedia" de la Cuenca Cuyana. En la Cuenca Austral, en el área "Santa Cruz II" se adquirirán 629 km de sísmica 2D y en el bloque de exploración CA-9 "Río Turbio", 750 km. El programa sísmico se completará con un levantamiento de 184 km de líneas 2D en el bloque de exploración CNE-45 "Junín".

Es importante destacar que la actividad geofísica también incorporará relevamientos aeromagnetométricos en las áreas "Río Neuquén", CNE-45 "Junín" en nuestro país y en el "Bloque 31" ubicado en la República del Ecuador.

En cuanto a la actividad de perforación de pozos, se prevén cuatro de carácter exploratorio en las áreas "Santa Cruz II" y CA-9 "Río Turbio". En el área "Puesto Hernández" se proyecta la perforación de tres pozos: dos de avanzada y uno exploratorio. También se prevé continuar con la perforación de pozos de avanzada en las áreas "Pampa del Castillo-La Guitarra" y "Koluel Kaike-El Valle".

En el exterior, en la república de Venezuela, se terminará de registrar la información sísmica 2D en el bloque exploratorio "San Carlos", proyectándose la perforación del primer pozo para fines del corriente año. Mientras tanto, en el área

"Oritupano-Leona" se perforarán seis pozos exploratorios. En cuanto al "Bloque 31" en Ecuador, se iniciarán las tareas de prospección con un levantamiento sísmico previsto hacia fines de este año.

3) En 1997 se llevarán a cabo tres relevamientos aeromagnetométricos de alta resolución: dos de ellos se efectuarán en Argentina, en el área "Río Neuquén" y en el Bloque CNE-45 "Junín", en tanto el restante se hará en el "Bloque 31" del Ecuador.

La aeromagnetometría de alta resolución se llevará a cabo para optimizar la planificación de la registración sísmica y como complemento a la interpretación de la misma. Esta técnica es de impacto ambiental nulo y permite optimizar costos de exploración. En total, Pérez Companc realizará cerca de 30.000 km de registración aeromagnetométrica.

Además, se está incorporando *software* de interpretación sísmica 3D para aplicar los procesos de continuidad o cubo de coherencia y migración en profundidad y de modelado geológico-geofísico para mejorar la interpretación sísmica 3D de los reservorios. También, se está incorporando tecnología de avanzada para el análisis geoestadístico en 3 dimensiones.

4) Es importante destacar que el nivel de reservas probadas de hidrocarburos adquiere para nuestro país una importancia capital. En lo que hace al petróleo, sabemos que quedan reservas probadas para 10 años y para el gas natural para casi 20 años, en ambos casos al ritmo de producción actual. Sin embargo, en el análisis de este tema, las consideraciones son diferentes para el petróleo que para el gas natural.

El petróleo crudo se puede comercializar sin dificultades en cualquier mercado, por lo que pensamos que la relación mencionada debería mantenerse en los niveles actuales. Para ello, es importante que se mantenga la actividad de perforación de pozos de exploración, ya que una disminución seguramente comprometerá el nivel de reservas a mediano plazo. En Estados Unidos, los años de reservas se mantienen, como en nuestro caso, desde hace bastante tiempo alrededor de los 10 años, aunque hay que considerar que disponen de una reserva estratégica en México y Venezuela.

Para el gas natural, los proyectos de exploración y posterior explotación, construcción de plantas de tratamiento y gasoductos hasta los centros de consumo requieren mayor tiempo y grandes inversiones de riesgo. Por lo tanto, es necesario mantener una adecuada reposición de reservas, tanto probadas como probables, para asegurar el suministro al mercado por un mínimo de tiempo que en general no baja de 25 años. De acuerdo con los importantes proyectos de exportación y el aumento de la participación del gas natural en la configuración energética nacional, la relación reservas-producción no debería bajar de 10/12 años. Pensamos que el funcionamiento libre del mercado posibilitará que haya incentivos como para que se mantenga la actividad de exploración en búsqueda de gas natural.

5) Al cierre del año 1995 los años de duración de las reservas probadas de la compañía, al ritmo actual de producción, alcanzan a los 9,2 para el petróleo y 10 para el gas natural. Creemos por las razones antes apuntadas, que son números razonables, pero estaríamos más cómodos si fuesen mayores, especialmente en el caso del gas. Es por eso que la compañía está decidida a continuar con los proyectos de incorporación de reservas, prioritariamente en Argentina y en Latinoamérica, y a poner énfasis en las inversiones en exploración para lograr el nivel deseado pero con las limitaciones propias de un riesgo acotado al tamaño de Pérez Companc.

Pluspetrol

Responde: Jorge O. Cangini, Gerente de Exploración

1) La actividad exploratoria desarrollada por Pluspetrol en carácter de operador durante 1996, se puede sintetizar de la siguiente manera:

a) Registración sísmica 2D

Argelia	Block 237	520 km
Perú	Block 54	386 km
Bolivia	Bermejo	40 km
Total		946 km

b) Registración sísmica 3D





Perú Block 54 100 km

c) **Registración Aerogravimagneto-**
metría (con grilla de 2 x 6 km)

Perú Block 79 5.638 km

d) **Estudio de imagen satelital**

Area Yatasto 3.190 km

e) **Trabajos geológicos de superficie**

En el área del yacimiento Ramos se realizaron secciones estructurales balanceadas y estudios microtectónicos. En el área del yacimiento Bermejo de Bolivia, también se realizaron secciones estructurales balanceadas, mientras que en el área de Yatasto la atención se focalizó en las estructuras de Naranjo y Malvinas.

f) **Geoquímica**

En un área de 670 km² correspondiente al sector de la Dorsal en Cuenca Neuquina fueron seleccionadas y estudiadas 200 muestras.

g) **Pozos exploratorios**

De los cuatro pozos perforados durante 1996, dos fueron abandonados, uno resultó petrolífero y otro se halla en perforación:

Campo Alcoba x-1002	3.290 m
(descubridor de petróleo)	
Cuchuma xp-1006	1.731 m
(abandonado)	
Volcan x-1	1.207 m
(Bolivia) (abandonado)	
Tartagal oeste x-1001	4.140 m
(en perforación)	

2) El nivel de actividad exploratorio proyectado por Pluspetrol para 1997 es el siguiente:

a) El proyecto más extenso de registración sísmica 2D es de 3.000 km y corresponde al bloque costa afuera; CAA - 38. Los restantes consisten en 60 km en Yatasto, 400 km en el bloque 79 Ucayali de Perú y un programa cuya extensión aún no ha sido definida en un bloque en Perú. En todos los casos de registración en tierra se realizarán reconocimientos geológicos de superficie y geoquímica.

b) Registración de datos sísmicos 3D se ha proyectado en las áreas Palmar Largo, El Porvenir y Puesto Touquet.

c) **Pozos exploratorios**

Bloque Yatasto	TD: 3.700 m
Bloque Centenario	TD: 2.800 m y
	TD: 4.000/4.500 m
Bloque Palmar	
Largo	Tartagal Oeste
x 1001 act. en perforación	TD: 3.500m
Bloque El Porvenir	TD: 1.100

Bloque Puesto Touquet TD: 1.200

Bloque Bermejo

(Bolivia) TD: 4.000 m

Bloque Torcoroma

(Colombia) TD: 3.300 m

Bloque 8x (Perú)

2 pozos de TD: 3.300 m cada uno

d) Procesamiento y reprocesamiento especial de datos sísmicos para 1997 se han proyectado en las siguientes áreas: Palmar Largo, bloque 8 y 8X de Perú, bloque 54 Maraño de Perú y bloques en Libia.

3) En cuanto a la tecnología de última generación involucrada con nuestros proyectos se menciona que actualmente Pluspetrol tiene montado todo su trabajo de interpretación sobre sistemas basados en estaciones de trabajo interactivas modernas, tanto para interpretación 2D como 3D.

Recientemente completó la adquisición de un programa 3D sobre el área del yacimiento Centenario y tiene proyectado cubrir con sísmica 3D otras áreas de producción tanto en la Cuenca Neuquina como en la del Noroeste.

A partir de esta nueva información está realizando, y continuará en el futuro, trabajos de caracterización y simulación de reservorios, buscando optimizar la ubicación de pozos de desarrollo como así también explorando por nuevas reservas en dichas áreas.

4) La relación actual de reservas comprobadas/producción es de aproximadamente 9 años para el petróleo y 20 años para el gas. Relación que consideramos adecuada y factible de mantener en los próximos años.

5) Mediante los trabajos de desarrollo realizado durante 1995 en nuestros yacimientos se ha logrado la siguiente relación de incorporación de reservas/producción:

Petróleo	1,89
Gas	1,72
Petróleo equivalente	1,78

Como es nuestra intención seguir creciendo, no estamos satisfechos con estos índices.

Shell CAPSA

Responde: David J. Greer, Gerente de Exploración y Producción

1) Shell CAPSA licitó los permisos

exploratorios de CAA-4 y CAA-42 durante la decimotercera (29/10/94) y vigesimosegunda (30/11/95) ronda del Plan Argentina respectivamente. En julio de 1996 se firmó el decreto de adjudicación del permiso exploratorio CAA-4 otorgado al consorcio integrado por Shell CAPSA (operador 60%) e YPF (40%). Este permiso se halla en la plataforma continental, en el sector nororiental de la cuenca del Colorado, donde hasta el momento no se ha perforado ningún pozo.

En el área de CAA-4 durante 1995, reprocesamos más de 2.000 km de líneas sísmicas existentes y registramos un nuevo programa sísmico de 3.000 km y gravimétrico de 6.200 km. La excelente calidad de los datos sísmicos obtenidos nos permitió realizar durante 1996 un análisis sismoestratigráfico y estructural detallado del área. Sobre la base de estos resultados se propone la perforación del primer pozo exploratorio en el flanco nororiental de la Cuenca del Colorado.

2) La evaluación detallada que realizamos en el área CAA-4 nos permitió identificar varios prospectos interesantes. Si bien ya hemos cumplido y en exceso las unidades de trabajo comprometidas para la primera etapa de exploración, Shell CAPSA va a perforar un pozo para fines de diciembre o, a más tardar, a principios de enero de 1997. Este pozo será perforado con una plataforma semisumergible de Petrobras (Petrobras XVI), la cual debe ser transportada desde Namibia donde se encuentra actualmente perforando. Si tenemos éxito con este pozo, vamos a realizar un programa intensivo de registración sísmica que contempla programas tanto de 3D como de 2D.

Además, si se firma el decreto de adjudicación del permiso exploratorio CAA-42, tenemos planeado comenzar las actividades en dicha área. Hasta el momento se han realizado evaluaciones regionales.

3) En la evaluación que realizamos en el área CAA-4 hemos utilizado programas creados por nuestro grupo de

investigación con base en La Haya, para realizar la conversión a profundidad de todos los horizontes sísmicos interpretados. Además, se realizaron modelado geofísico, estudios de amplitud vs. offset AVO, cuantificación del riesgo estructural de la trampa a perforar utilizando un programa probabilístico del tipo de Monte Carlo, simulación de producción del reservorio esperado (definido a través de sismoestratigrafía).

En un futuro próximo el trabajo exploratorio sobre la plataforma argentina comenzará con la registración de datos sísmicos 3D. La inmediata utilización de modelados geológicos y geofísicos en 3D, conjuntamente con el mayor aprovechamiento de los programas de simulación. El acelerado avance tecnológico que nos toca vivir nos exige una permanente actualización y dedicación.

Shell participa activamente en el desarrollo tecnológico y es, a nivel mundial, líder en tecnología 3D. Esta posición surgió de reconocer que la tecnología es la mejor inversión que se puede hacer y no considerarla un gasto.

4) La relación reservas de petróleo vs. producción se ha mantenido entre los 9/10 años durante un tiempo prolongado, aun cuando la producción haya aumentado en forma sostenida. Esto indica que año a año se incorporan nuevas reservas que reemplazan lo extraído, pero ello es más por el producto de la aplicación de nuevas técnicas para movilizar petróleo en yacimientos conocidos que por nuevos descubrimientos. Y es aquí adonde deben orientarse los esfuerzos si se quiere tener un buen horizonte para la producción de crudo en la próxima década.

Para el gas, una relación reservas/producción de 20 años podría estimarse como buena. De todas maneras, el creciente incremento del consumo interno como así también todos los proyectos de exportación, obligan a incrementar su búsqueda. Una búsqueda que en los últimos tiempos está teniendo óptimos resultados.

5) Shell CAPSA por el momento no opera ningún yacimiento. Su *equity* de petróleo proviene de la asociación del 40% que posee en dos yacimientos de la cuenca cuyana.

Tecpetrol

Responde: Eduardo Carrera, Jefe de la División de Exploración

1) En el cuadro 1 se sintetizan las actividades exploratorias efectuadas en 1996 en las áreas operadas por la empresa. Para los trabajos de reprocesamiento en las distintas áreas se efectuó una densa adquisición de refracciones para la resolución de problemas de *weathering*. Adicionalmente se aplicaron técnicas de inversión sísmica, análisis de amplitudes, modelado sísmico y análisis sismo estratigráfico.

En 1996 Tecpetrol exploró en todas las regiones petroleras *onshore* del país en donde tiene áreas en operación, las que cubren una superficie de 23.350 km², habiendo comprometido para ello una inversión similar a la de años anteriores. El producto de esos esfuerzos se tradujo en los buenos resultados de los pozos exploratorios situados en la región noroeste (Aguarague, Chango Norte y Porcelana).

2) En el cuadro 2 se sintetizan las actividades exploratorias programadas para 1997. La intensidad de la exploración para dicho año será una de las mayores en la trayectoria de la empresa. Se hace notar que lo programado para 1997 está incluido en el marco del plan exploratorio de largo plazo estipulado por Tecpetrol, el que está sometido a continua revisión y estudio.

Plan Exploratorio de Largo Plazo

El plan exploratorio de largo plazo responde a la determinación de Tecpetrol de hacer una exploración, en las áreas en que opera, acorde con una visión estratégica global, habiéndose utilizado para su elaboración toda la experiencia previa de la empresa.

Los objetivos del plan exploratorio a largo plazo son variados. Principalmente pretende mejorar la posición de Tecpetrol en cuanto a disponibilidad de nuevas reservas. Está orientado, mediante la aplicación de las mejores tecnologías, a la ubicación de trampas complejas y privilegia la búsqueda de gas natural en regiones favorables, como la Noroeste y la Neuquina. Apunta, utilizando nuevos conceptos de *play*, a explorar zonas de frontera, así como a

la "re-exploración", a la luz de nuevas interpretaciones, de las zonas con trabajos de investigación antiguos. Incluye también la evaluación de sectores maduros y de bajo riesgo.

El modo e intensidad con que será implementado el plan a largo plazo, están condicionados por comportamiento de una serie de factores técnicos y económicos, los que constituyen el marco de referencia elegido. Por ello es que de acuerdo a como evolucionen tales condicionantes, se han preparado distintas estrategias para el plan exploratorio, que pueden sintetizarse como de mínima, de media y de máxima.

Entre aquellos factores que condicionan la aplicación del plan, se destacan la evolución de los precios del crudo y del gas, el crecimiento esperado de la participación del gas natural en la demanda energética y del mejoramiento de sus facilidades de transporte y el umbral estimado del costo de reemplazo de reservas.

Se consideró también que se contemple un régimen fiscal más favorable para la exploración, lo que podría vehiculizarse a través de convenios provinciales como el que, con una clara perspectiva de la industria, ha concretado la provincia del Neuquén.

La exploración programada para el mediano y largo plazo está también vinculada a la integración con las distintas empresas de servicio en cuanto a diversificación, simultaneidad en disponer y ofrecer nuevas tecnologías, su predisposición a colaborar en los estudios, compartir riesgos en las operaciones y tender al mejoramiento de la productividad.

Los medios que la empresa ha previsto para el desarrollo eficiente del plan exploratorio son, principalmente, el incremento del presupuesto exploratorio, la disponibilidad de recursos humanos altamente capacitados, la integración con las otras empresas y la certeza de un buen gerenciamiento. En ese contexto se pondrá énfasis en el trabajo de equipos multidisciplinarios y la capacitación continua.

Como efecto de lo anterior, las principales consecuencias esperadas son la reducción al máximo de la incertidumbre de los distintos proyectos, un buen

Cuadro 1 NIVEL DE ACTIVIDAD EXPLORATORIA DURANTE 1996 • Hasta el 30/09/96

Area	Sísmica 2D (km)	Sísmica 3D (km2)	Reprocesam. (km)	Aeromagneto-metría (km2)	Geología de Superficie (km2)	Pozos Explor. Perforados	Metros Perforados	Otros
AGU SIERRA DE AGUARAGUE					40			Interpretación
ATA ATAMISQUI						1	3390	Interpretación
ATU ATUEL NORTE	233		1647					Interpretación
BAS LOS BASTOS								Interpretación
BBA BAJO BAGUALES						1	1784	Interpretación
CDM CAMPO DURAN MADREJONES			140			No terminados 2	Parcial 4939	Interpretación
ECN EL CARACOL NORTE								Interpretación
FOR FORTIN DE PIEDRA								Modelado Geológico
SAL AGUA SALADA			1200					Interpretación
TAP LA TAPERA - PUESTO QUIROGA								Estudio de Laborat. Interpretac.
TRE TRES NIDOS								Interpretación
VIE CATRIEL VIEJO								Interpretación
YN1 YACIMIENTO NORTE 1					150	En terminación 2	8675	Interpretación y Laboratorio

Cuadro 2 ACTIVIDAD EXPLORATORIA PROYECTADA PARA 1997 • Programa sujeto a modificaciones

Area	Sísmica 2D (km)	Sísmica 3D (km2)	Reprocesam. (km)	Aeromagneto-metría (km2)	Geología de Superficie (km2)	Pozos Explor. a perforar	Metros a perforar	Otros
AGU SIERRA DE AGUARAGUE			750	(modelado) 400				Interpretación
ATA ATAMISQUI		60				1	3400	Laboratorio
ATU ATUEL NORTE			1400			3	4500	Interpretación
BAS LOS BASTOS						2	3600	Interpretación
BBA BAJO BAGUALES						1	2000	Interpretación
CDM CAMPO DURAN MADREJONES			450		386			Laboratorio
ECN EL CARACOL NORTE	260							Interpretación
ELT EL TORDILLO						2	9500	Interpretación
FOR FORTIN DE PIEDRA	250							Laboratorio
SAL AGUA SALADA			1200			1	3500	Interpretación
TAP LA TAPERA - PUESTO QUIROGA		248						Interpretación
TRE TRES NIDOS			179			1	1200	Interpretación
VIE CATRIEL VIEJO			665					Interpretación
YN1 YACIMIENTO NORTE 1	80		450		400	2	10400	Interpretación

manejo del riesgo exploratorio y la optimización de la eficiencia exploratoria (relación esfuerzos / resultados).

3) Para un mejor manejo del riesgo exploratorio y una mejor caracterización de los parámetros que intervienen en la formación de acumulaciones comerciales de hidrocarburos, Tecpetrol ha previsto incorporar técnicas modernas para su plan exploratorio de mediano y largo plazo, algunas de las cuales ya han sido implementadas con anterioridad.

En el aspecto geofísico se ha previsto principalmente utilizar las técnicas más avanzadas de adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica. Entre ellas se adquirirá información con equipos portátiles helitransportados y se efectuarán procesamientos con técnicas de "prestack depth migration". Se aplicarán también modernas técnicas mixtas de detección directa en superficie.

En geología y análisis de cuencas se desarrollará el modelado y restauración 3D, así como metodologías de análisis secuencial, todo ello en el marco de trabajos de integración.

En perforación y terminación se aplicarán, en aquellos proyectos que lo requieran, métodos avanzados de ensayos y estimulación, técnicas de cementación especial y fluidos de inyección de última generación. Los programas de perfilaje incluyen también las últimas técnicas. Se tiene prevista la ejecución de pozos de exploración horizontales y dirigidos.

En el aspecto computacional se continuarán integrando al sector los nuevos sistemas, equipos y programas de procesamiento, mapeo automático e interpretación, incluyendo la implementación de una base de datos integral para facilitar el acceso a la información y acelerar los procesos de trabajo.

4) La empresa es optimista en cuanto al valor que alcanzará la citada relación, en el sector *onshore* argentino, principalmente por la gran inmadurez exploratoria promedio de las cuencas sedimentarias probadas y potenciales del país. La realidad geológica de las mismas, los análisis proyectivos y las comparaciones de la secuencia de descubrimiento de regiones análogas de otros países, sustentan claramente esa posibilidad. Es en realidad temerario arriesgar un valor puntual de ese indicador, por la gran incertidumbre que conllevan sus componentes.

5) En el año 1995 Tecpetrol ha logrado un valor de nuevas reservas incorporadas fuera de lo común, como consecuencia de tres descubrimientos de gas y condensado de gran significación en la Región Noroeste. Esto hizo que, las reservas comprobadas de petróleo equivalente de Tecpetrol aumentaran en más

del 50%. La relación nuevas reservas 1995 versus producción 1995 es de 14.

Total Austral

Responde: Edmond Ousset, Gerente de Exploración

1) Se realiza un agresivo programa de exploración, delineación y desarrollo en todas las áreas operadas por Total Austral, tanto en la Cuenca Neuquina y del Golfo como en costa afuera en los 4 permisos que operamos. En tal sentido, se registraron 790 km de sísmica 2D terrestre y 2.350 km² de sísmica 3D en el mar. Se perforaron dos pozos de delineación positivos en el área San Roque donde se evalúa actualmente el impacto en la incorporación de reservas de gas y líquidos.

En costa afuera de Tierra del Fuego se perforaron 3 pozos de largo alcance horizontales con gran éxito. Son pozos de más de 5.500 metros con tramos horizontales dentro del reservorio Sprinhill.

Esto permitió mejorar notablemente los coeficientes de recuperación originalmente calculados.

2) Si bien está en etapa de definición, se prevé para el año 1997 realizar 150 km² de sísmica 3D terrestre, reprocesar 550 km² de 3D marina y 1.000 km de 2D terrestre.

En materia de perforación, se continuará con la perforación de pozos de desarrollo y delineación en el yacimiento Loma Las Yeguas y se realizarán 3 pozos de exploración *offshore* y 4 pozos de delineación. Desde la costa de Tierra del Fuego y con un equipo terrestre trataremos de alcanzar objetivos a más de 6,5 km de la costa.

3) Continuaremos aplicando los programas disponibles más avanzados para interpretación de la sísmica 3D, tales como coherencia, etcétera.

El enorme éxito obtenido con la perforación de largo alcance y el *know how* obtenido nos permite hoy pensar en movilizar reservas que hasta hace poco tiempo era imposible de hacer, particularmente para los descubrimientos costa afuera con anillos de petróleo de poca magnitud.

4) Argentina está hoy con un adecuado horizonte de reservas (9/10 años) si consideramos el petróleo. Para el gas,

la situación es diferente, dado que el horizonte es de aproximadamente 20 años (cifra elevada si consideramos la inmovilización que eso significa) solamente teniendo en cuenta las reservas probadas. Estos volúmenes se superan largamente si incluimos las reservas potenciales y aquellas debidas a nuevas tecnologías, tales como recuperación terciaria, pozos horizontales, etc., que permiten bajar los costos de desarrollo. No obstante, la incorporación de nuevos grandes consumidores (Brasil-Chile) y la generación de electricidad indican que los exploradores deberán continuar con una elevada actividad para poder suplantar las reservas consumidas para un mercado cada vez más activo.

5) Total tiene un horizonte de reservas/producción para petróleo y gas en Neuquén (13/15 años). La posición para el gas en Tierra del Fuego es diferente debido al estado del mercado, las reservas podrían superar los 50 años. Sin embargo, la entrada de nuevos consumidores, como lo indicara en la pregunta anterior, puede cambiar radicalmente esta situación.

YPF S.A.

Responde: Mateo Turic, Gerente de Exploración

1) Durante 1996 YPF planea terminar, para la actividad exploratoria, 180 pozos que representan aproximadamente 200.000 metros de perforación.

La mayor parte de estos pozos se encuentran en las cuencas del Golfo de San Jorge y Neuquina, y una porción minoritaria en las cuencas Austral y del Noroeste. Esta última tiene gran importancia por su proyecto asociado de exportación de gas.

En cuanto a la actividad sísmica, se realizarán 620 km de 2D y 2.060 km² de 3D. Estas cifras, que también se incrementan con la participación en asociaciones, alcanzarán los 7.000 km en

2D y 2.120 km² en 3D.

Cabe mencionar que la mitad de la investigación 2D corresponde a registración *offshore*.

2) Para reemplazar y aumentar las reservas de gas y petróleo, la estrategia exploratoria se centrará en reducir el riesgo en base a cuatro enfoques:

- Concentrar los esfuerzos exploratorios en áreas de mediano y bajo riesgo.
- Continuar diversificando el riesgo mediante la constitución de nuevas asociaciones.
- Ampliar las superficies de las áreas a explorar.
- Posicionarse en cuencas nuevas.

Las áreas en las que se realizarán los mayores esfuerzos serán las conocidas -al igual que lo realizado durante el año 1996- y se continuará con la exploración en la cuenca del Noroeste.

Consistente con esta estrategia, YPF planea terminar 134 pozos exploratorios durante 1997.

Dentro del plan de investigación geofísica, se registrarán 1.800 km de 2D y 1.100 km² de 3D, a lo que deben agregarse otros 13.000 km de 2D a realizar con las asociaciones.

3) En los últimos años YPF ha aumentado la utilización de las tecnologías más avanzadas. En tal sentido, se profundiza la estandarización de la sísmica 3D para la adquisición de datos en exploración, dados sus excelentes resultados.

También se utilizan las últimas técnicas en procesamiento, como DMO, Prestack Depth Migration y la generación de cubos de coherencia.

En cuanto a la interpretación, se cuenta con la última técnica con actualización permanente.

4) Se estima que manteniendo inversiones en exploración de 350/400 millones de pesos por año durante los próximos 10 años, se puede esperar un incremento en la relación reservas comprobadas/producción de un 6 % en petróleo equivalente.

5) Para el año 1995 la relación incorporación/producción fue de 1,4 en petróleo equivalente. Esta relación es consistente con la estrategia que comprende reemplazar y aumentar las reservas de petróleo y gas.

