

# La producción de petróleo y gas natural de Argentina

## Oil and natural gas production in Argentina

La producción de petróleo de 1999 fue de 127.404 m<sup>3</sup>/día lo que representó una caída del 5,4% con respecto al año anterior, mientras que la producción de gas natural fue de 116.186.000 m<sup>3</sup>/día lo que representa un aumento del 9,8% con respecto al '98.

Mientras tanto, ¿qué perspectivas se observan para un futuro inmediato en este aspecto? La redacción de *Petrotecnia* se propuso conocer los planes de exploración y desarrollo de las principales empresas productoras con el fin de tener un panorama más preciso sobre la producción de petróleo y gas natural.

Respondieron: Roberto Monti, vicepresidente ejecutivo de Exploración y Producción de Repsol YPF; Hugo Pereira, gerente de Operaciones de E & P de Perez Companc; Juan Carlos Pisanu, vicepresidente de Operaciones de Pluspetrol E & P S.A.; Marcelo Martínez Mosquera, director general de Tecpetrol S.A. y Mario Calafell, vicepresidente de Asuntos Públicos de Pan American Energy.



Oil production in 1999 was 127,404 m<sup>3</sup>/d, thus representing a drop of 5.4% with respect to the previous year. Natural gas production was 116,186,000 m<sup>3</sup>/d, which represents an increase of 9.8% with respect to 1998.

In the meantime, What are the perspectives for the immediate future in this regard? *Petrotecnia*'s staff was willing to learn about the exploration and development plans of the main producing companies to have a more accurate panorama of the oil and natural gas production.

The following personalities answered the question:

Roberto Monti, Executive Vicepresident of Exploration and Production, Repsol YPF; Hugo Pereira, Exploration and Production Manager, Perez Companc; Juan Carlos Pisanu, Vicepresident of Operations, Pluspetrol E & P SA;

Marcelo Martínez Mosquera, General Director, Tecpetrol S.A. and Mario Calafell, Vicepresident of Public Affairs, Pan American Energy.

### Repsol YPF Roberto Monti

**E**n cuanto a la estrategia en el medio/largo plazo nuestras líneas guía son:

- Continuar nuestra acción preferente en las regiones estratégicas.
- Profundizar nuestra integración con los mercados de petróleo y gas:
  - Argentina-Bolivia para suministrar a Chile, Brasil y la Argentina;
  - y Trinidad-Tobago, Norte de África para suministrar a la Península Ibérica.
- Continuar la búsqueda de nuevas oportunidades en



**R**egarding our medium/long term strategies, our guidelines are the following:

- Continue our preferred actions in strategic regions.
- Deepen our integration with the oil and gas markets as follows:
  - Argentina-Bolivia to supply to Chile, Brazil and Argentina.
  - Trinidad and Tobago and North Africa to supply to the Iberian Peninsula.
- Continue our search for new opportunities in



países con bajo costo (descubrimiento/desarrollo/extracción).

- Y hacer énfasis en la aplicación de tecnologías innovadoras tendientes a la reducción de costos.

Las perspectivas de crecimiento entre 1998 y el año 2002 de la producción de Petróleo y Gas es de un 29%.

A partir de la consolidación de YPF en el resultado de Repsol YPF en el segundo trimestre de 1999 el resultado de la actividad de Exploración y Producción ha ascendido a alrededor de 1100 millones de dólares.

El potencial exploratorio y de reservas probables que disponemos ya está dando sus frutos. Hemos reducido en un 25% el *finding cost* hasta situarlo en 1,26 \$/barril, y hemos reducido en un 4,6% los *lifting cost*, dejándolos en 2,40 \$/barril.

Sin duda hoy Repsol YPF con estas magnitudes se ubica entre los mejores del sector.

El nuevo "upstream" de la compañía es mejor, por disponer de una sólida base de activos, como se ha puesto de manifiesto a lo largo de 1999, con un índice de reemplazo de reservas superior al 200%. Durante 1999 los 4535 millones de barriles a finales de año se alcanzaron después de haber producido 380 millones y tras haber vendido cerca de 100 millones de barriles equivalentes. Entre descubrimientos, extensiones y mejoras, se han añadido 784 millones de barriles equivalentes de petróleo. Esperamos mantener este alto nivel de reposición de reservas en el año 2000 y en el futuro. Con ello seguirá aumentando nuestra producción y nuestras ventas, contribuyendo a ello de forma significativa los proyectos de exportación de gas desde la Argentina y Bolivia a los mercados brasileño y chileno.

También el negocio ha mejorado por consolidarse nuestra presencia en áreas como la Argentina, Bolivia, Argelia, Libia y Egipto en donde la compañía cuenta con un dominio minero de elevado potencial, con bajo costo de extracción y próximo a nuestros mercados, junto con profesionales familiarizados con el entorno, capaces de gestionar eficientemente los activos y obtener las máximas rentabilidades.

Hoy el peso porcentual de la Argentina en la distribución de reservas y producción es superior al 70% del *upstream* de la compañía.

En Exploración y Producción crearemos valor mediante el incremento de la producción de gas en la Argentina y Bolivia, a través de su integración con nuestras ventas regionales de gas y nuestra posición en distribución de GLP.

Por otra parte, nuestro posicionamiento en áreas de bajo costo nos permite situarnos muy favorablemente cuando nos comparamos con la competencia.

## Perez Companc

Hugo Pereira

**L**a producción de petróleo y de gas natural en 1999 alcanzó a los 140.700 BOE por día, de los cuales un 72% correspondió al petróleo crudo y el 28% restante al gas natural. En cuanto al origen de la producción, el 57% fue extraído en la Argentina y el 43% restante en el exterior, principalmente en Venezuela.

Las reservas probadas y certificadas de la compañía al 31 de diciembre de 1999 llegaron a los 1143 millones de BOE, de los cuales un 64% corresponde al petróleo y el 36% al gas natural, ubicándose el 58% de las mismas en el exterior –mayoritariamente en Venezuela– y el 42% en la República Argentina. Es importante destacar que el índice de reemplazo de reservas para el período 1996-1998 alcanzó al 540% para el petróleo y 770% en el caso del gas natural.

En cuanto a los costos de reemplazo de reservas (u\$ 1,67/BOE), de exploración y desarrollo (*Finding & Development*:

*countries at low costs (discovery/development/lifting).*

- Focus on the application of state-of-the-art technologies in order to reduce costs.

Growth perspectives of Oil and Gas production between 1998 and the year 2002 are about 29%.

From the consolidation of YPF in the newly formed Repsol YPF company, in the second quarter of 1999, the result of the Exploration and Production activities have climbed to around 1100 millions Dollars.

The exploratory and probable reserves potential that we have is already fruitful. We have substantially reduced the finding cost in 25%, thus spending US\$ 1.26/barrel, and we also reduced in 4.6% the lifting costs, spending only US\$ 2.40/barrel.

With the figures mentioned above, Repsol YPF is undoubtedly placed among the best companies of the sector.

The new "Upstream" of the company is better, due to the solid asset base that has been observed along 1999, with a reserve replacement rate above 200%. During 1999, the 4535 MMbbls by year-end were accomplished after having produced 380 MMbbls and after having sold around 100 MMBOE. With the new discoveries, extensions and improvements, 784 MMBOE were also added. We expect to maintain this high level of reserve replacement in the year 2000 as well as in the future. With all that mentioned before, our production will continue to climb as well as our sales, with the contribution of projects of gas exports from Argentina and Bolivia to Chile and Brazil.

Our business has also improved by consolidating our presence in Argentina, Bolivia, Argelia, Libia and Egypt, where the company has a potential mining domain, with low extraction costs and very close to our markets. We also have professionals highly acquainted with the surroundings, capable of efficiently manage the assets and obtain the maximum profits.

At present, the percentage of Argentina in reserves distribution and production is above 70% of the company Upstream.

In Exploration and Production, we will create value by increasing gas production in Argentina and Bolivia, through its integration with our regional gas sales and our position in the distribution of LPG.

In addition, our position in low cost areas allows our company to occupy a very favorable position when compared with our peers.

**O**il and natural gas production in 1999 reached 140,700 BOE/d, from which 72% was crude oil and 28% was

natural gas. As far as the source of production is concerned, 57% of the total production was extracted in Argentina and 43% was extracted overseas, mainly in Venezuela.

Proved and certified reserves of our company as of December 31, 1999 climbed to 1,143 MMBOE, of which 64% corresponds to oil and 36% to natural gas. 58% of said reserves came from overseas, mainly from Venezuela, and 42% were obtained in Argentina.

It is relevant to point out that reserve replacement rate for the 1996-1998 period reached 540% for oil and 770% for natural gas.







u\$s 2,15/BOE), y de producción (*Lifting Cost*: u\$s 2,67/BOE), permiten ubicar a Perez Companc en los primeros lugares entre las empresas petroleras comparables, según datos publicados en el "Global E&P Trends" de Arthur Andersen.

## Perspectivas de crecimiento

### Planes de Desarrollo

Los planes estratégicos de Perez Companc prevén duplicar la producción entre los años 2000 y 2004, mediante una inversión de unos 2000 millones de dólares. Este plan de inversiones contempla solamente desarrollar las reservas certificadas en las Áreas en las cuales Perez Companc tiene intereses. Para ello, se estima perforar alrededor de 1500 pozos y la implementación o ampliación de proyectos de recuperación asistida, los cuales se llevarán a cabo mayoritariamente en las operaciones ubicadas en el exterior.

### Planes de Exploración

#### Argentina

La exploración en nuestro país se concentra en un área de 14.600km<sup>2</sup> que abarca los siguientes bloques: "Río Neuquén", en la Cuenca Neuquina, en el que la participación de la compañía es del 100%; y "Santa Cruz II", "Río Turbio" "CAM 2 A - Norte" (*off-shore*) y "Lago Argentino" (aún no adjudicado), todos ellos pertenecientes a la Cuenca Austral, y en los cuales las participaciones de la compañía llegan a 37,8%, 33,2%, 50% y 33,2% respectivamente.

The reserves replacement costs (US\$ 1.67/BOE), the exploration and development costs (*Finding and Development*, US\$ 2.15/BOE), and the production costs (*Lifting Cost*, US\$ 2,67/BOE) allow to place Perez Companc in the first places among comparable oil companies, according to the data published in "Global E&P Trends", published by Arthur Andersen.

## Growth perspectives

### Development Plans

Perez Companc's Strategic Plans foresee to double production between 2000 and 2004 through investments of around 2000 million Dollars. This investment plan only considers the development of certified reserves in the Areas where Perez Companc has interests. For that purpose, we estimate to drill 1500 wells and implement or enlarge assisted recovery projects mainly in overseas operations.

### Exploration Plans

#### Argentina

Exploration in our country is concentrated in an area of 14,600 km<sup>2</sup> in the following blocks: "Río Neuquen", located in the Neuquen basin, with a 100% participation and "Santa Cruz II", "Río Turbio", "CAM 2 A- Norte" (*Offshore*) and "Lago Argentino" (not yet awarded), all pertaining to the Austral Basin, where the company has interests of 37.8%, 33.2%, 50% and 33.2% respectively.



ALBERTA ENERGY COMPANY ARGENTINA SA

*Desarrollando recursos responsables  
en armonía con la naturaleza*

J. J. Lastra 3140 (8300) Neuquén. Tel.: (0299) 4450500 Fax: (0299) 4450501  
Perón 346 6° piso, Buenos Aires. Tel.: (011) 43436552 Fax: (011) 43436562  
Homepage: [www.aec.ca](http://www.aec.ca)

## Perú

En este país son varios los proyectos exploratorios en marcha. El Bloque Z-1, en la zona *off-shore* somero de la Cuenca de Tumbes Progreso en el Noroeste, abarca un área de 1825km<sup>2</sup>, en la cual se han completado 1020km de sísmica 2D y se programa la perforación de un pozo exploratorio con una inversión del orden de los 11 millones de dólares. La participación de la compañía es del 100% y los estudios realizados permiten estimar reservas de gas por 1,1 TCF (*in situ*) y 200 millones de barriles de petróleo.

Los bloques 34 y 35, en la Cuenca Ucayali ubicada en la zona selvática del este del Perú, abarcan sendas áreas de 11.256km<sup>2</sup> y 10.603km<sup>2</sup> respectivamente. Perez Companc participa con un 50%, en tanto Repsol, con el restante 50%, es el operador, a cuyo cargo estuvo el registro de 500km de sísmica 2D y el reprocesamiento de 1000km de líneas existentes. El compromiso exploratorio incluye un pozo en cada bloque con una inversión de 13,0 millones de dólares en cada uno de ellos, y las expectativas contemplan encontrar reservas de petróleo por unos 300 millones de barriles por bloque.

## Ecuador

En el sensitivo Parque Nacional Yasuni de la Amazonia Oriental del Ecuador, se ubica el Bloque 31 con una superficie de 2000km<sup>2</sup>, geológicamente emplazado en la Cuenca del Napo, en el que se registraron 700km de sísmica 2D con un programa de mínimo impacto ambiental. Perez Companc es el titular del 100% del bloque y ha comprometido la perforación de dos pozos exploratorios, con los cuales espera descubrir unos 350 millones de barriles.

## Bolivia

En este país, además de la operación de "Colpa-Caranda" y la

## Peru

*There are several exploration prospects ongoing in this area: the offshore Z-1 Block, in the Tumbes Progreso Basin in the northeast, of 1825 km<sup>2</sup>, where 1020 km of 2D seismic have been acquired and a wildcat well will be drilled with a total investment of around 11 million Dollars. The Company has 100% participation, and studies carried out allow to estimate 1.1 TCF of gas reserves (in place) and 200 Million of oil barrels.*

*Block 34 and 35, in the Ucayali basin, located in the jungle in the east of Perú encompass an area of 11,256 km<sup>2</sup> and 10,603km<sup>2</sup> respectively. Perez Companc has a 50% participation and Repsol, the operator, has the other 50%. This company acquired 500km of 2D seismic and processed 1000km of existing lines. The exploratory commitment includes the drilling of one well in each block, and there are expectations to encounter oil reserves for 300 million of barrels per Block.*

## Ecuador

*Block 31, located in the sensitive Yasuni National Park of Ecuador's East Amazon, has an extension of 2000 km<sup>2</sup>. It is geologically settled in the Napo Basin, where 700km of 2D seismic were acquired through a program to cause a minimum environmental impact. Perez Companc holds 100% of the block and has committed to drill two wildcat wells, expecting to produce some 350 million barrels.*

## Bolivia

*In addition to the operation of the "Colpa-Caranda" block, and the important participation with Repsol-YPF and Pluspetrol*



**NALCO/EXXON  
ENERGY CHEMICALS, L.P.**

**Su nuevo recurso para  
incrementar su rentabilidad**





destacada participación que comparte con Repsol YPF y Pluspetrol en Petrolera Andina, la compañía, con un 50% de participación, explora junto con Repsol, a cargo de la operación, un área de 10.000km<sup>2</sup> en el Bloque "Tuichi", ubicado en la Cuenca de Beni, en el límite con el Perú, al norte de la cadena Subandina, a unos 800km de La Paz. Hasta la fecha se han completado 15.790km de aeromagnetismo y las reservas estimadas alcanzarían a los 400 millones de barriles.

## Brasil

En el programa de Contratos de Asociación con Petrobras, Perez Companc resultó adjudicatario del 65% de participación en el Bloque "Tucano Central - BTUC 1" (6046km<sup>2</sup>), en la Cuenca Tucano, emplazada en el Estado de Bahía, a unos 240km al norte de la ciudad de Salvador. Las inversiones previstas por unos 9,7 millones de dólares comprenden 500km de sísmica 2D y un pozo exploratorio, contando con expectativas de encontrar unos 600 BCF de gas natural.

## Venezuela

Como resultado de las actividades exploratorias realizadas desde 1996 en el Área "San Carlos", la compañía descubrió un yacimiento de gas natural, encontrándose actualmente en el proceso de determinar la factibilidad de su desarrollo.

in Petrolera Andina, the Company is carrying out, with a 50% participation interest, exploration activities with Repsol, the operator, in an area of 10.000km<sup>2</sup> in the "Tuichi" block. This block is located in the Beni Basin, in the border with Perú, on the north of the Andean chain, some 800 km from the city of La Paz. Up to date, 15,790km of aeromagnetism has been completed and estimated reserves could reach 400 MMbbls.

## Brazil

Under the program of Association Contracts with Petrobras, Perez Companc was awarded 65% of participation in the "Tucano Central - BTUC 1" block (6046km<sup>2</sup>), in the Tucano Basin, in the State of Bahia, some 240 km north of the city of Salvador. Investments to be made include 9.7 million Dollars for the drilling of one wildcat well and the acquisition of 500 km of 2D seismic. The company expects to encounter some 600 BCF of natural gas.

## Venezuela

As a result of the exploratory activities carried out since 1996 in the "San Carlos" area, the Company discovered a natural gas field, and is currently in the process to determine the feasibility of its development.

# Pluspetrol E&P SA

Juan Carlos Pisanu



## Argentina

Pluspetrol opera las Áreas Centenario, El Porvenir, Aguada Baguales, Puesto Touquet, Puesto Silva, Loma Jarillosa y Loma Guadalupe, en la Cuenca Neuquina, y las Áreas de Ramos y Palmar Largo en la Cuenca del NO.

## Perú

Opera en la selva los Bloques 8 y 1A-B y recientemente resultó adjudicataria del Área Camisea.

## Bolivia

Opera el Área Bermejo y nueve bloques de exploración.

Pluspetrol emprendió, además, un ambicioso plan de Desarrollo y Exploración en estas áreas para los próximos años. Para las operaciones de la República Argentina, este plan comprende los siguientes puntos principales:

## Área Centenario

**Plan de Desarrollo.** Estimamos perforar 48 pozos a una profundidad de 3000 a 3500m para explotar las reservas de gas de las Fm Lajas y Los Molles. Estos sondeos desarrollarán 100 Bcf de gas en Fm Lajas y 240 Bcf en Fm Los Molles. Se estima una inversión de 120 millones de dólares para este fin. Es de destacar que en el país se dará el primer desarrollo agresivo de gas de reservorios de baja permeabilidad (*Tight Reservoirs*) como son los de la Fm Los Molles.

Se inaugurará el próximo mes de julio una planta de tratamiento de gas, que permitirá incrementar la venta a 4,5 MMm<sup>3</sup>/día. Está planeada también la inversión de 25 millones de dólares para la compresión de este gas.

En petróleo se prevé perforar 23 pozos *in fill* con el objetivo de desarrollar 4.000.000 de Bbl de crudo de 42° API de las Fm Lajas, Petrolifera y Quintuco. La inversión prevista es de 17 millones.

**Exploración.** Se realizará registro de sísmica 3D en toda el

## Argentina

Pluspetrol Resources operates in the Neuquen Basin, the following areas: Centenario, El Porvenir, Aguada Baguales, Puesto Touquet, Puesto Silva, Loma Jarillosa, Loma Guadalupe and in the Northwest Basin, Ramos and Palmar Largo areas.

## Perú

In this country, Pluspetrol operates, the 8 and A-B Blocks in the jungle and recently was allotted the Camisea area.

## Bolivia

In this country, Pluspetrol operates the Bermejo area and nine exploration blocks.

Pluspetrol has begun an important development plan for the next years in Argentine areas. This plan includes the following main points:

## Centenario Area

**Development plan.** We estimate the drilling of 48 wells to a depth from 3000 to 3500 m in order to exploit the gas reserves in Las Lajas and Los Molles formations. These will develop 100 Bcf of gas in Las Lajas formation and 240 Bcf in Los Molles formation. The estimated investment will be 120 million Dollars. It is remarkable that it will be the first aggressive low permeability gas reservoir development (*tight reservoirs*) such as Los Molles Fm.

In July, a Gas treatment Plant will be started up, which will increase sales up to 4.5 MMm<sup>3</sup>/day. Also an investment of 25 million Dollars for gas compression has been planned.

In order to develop 4,000,000 Bbls of crude oil at 42°API of Lajas, Petrolifera and Quintuco formations, 23 *in-fill* wells will be drilled and 17 million Dollars will be invested.

**Exploration.** 3D seismic will be acquired in all the area, focusing



área enfocando a la Fm Los Molles y Precuyo. Se prevé la perforación de un pozo exploratorio a 4500m con el fin de investigar la Fm Los Molles y el Precuyo en la zona norte del yacimiento. Se perforarán además 3 pozos a 2500m de profundidad con el objetivo de incorporar reservas de petróleo y gas de las Fm Lajas, Petrolífera y Quintuco.

### Área El Porvenir

**Plan de Desarrollo.** Se perforarán este año 3 pozos para completar el desarrollo de reservas en el yacimiento Challaco. Se extenderá a toda el Área El Porvenir la inyección de agua para Recuperación Secundaria.

Se construirá un acueducto de 20km, que unirá el yacimiento Challaco con el de Aguada Baguales, con el objetivo de evacuar agua de formación del Área El Porvenir y emplearla en el proyecto de recuperación secundaria del yacimiento Aguada Baguales.

El total de inversiones para estos proyectos se estiman en 9 millones de dólares.

**Exploración.** Se perforarán este año 6 pozos de 1200 a 1500m de profundidad con el objetivo de incorporar reservas de petróleo en trampas estratigráficas de la Fm Tordillo. Otros 8 pozos se perforarán en los próximos años.

### Área Aguada Baguales

**Plan de Desarrollo.** Se perforarán este año 7 pozos de explotación y 2 de avanzada y en los años siguientes se prevé la perforación de otros 10. El principal objetivo de estos pozos es completar el desarrollo de las reservas probadas del yacimiento, actualmente bajo inyección de agua.

Las inversiones previstas para estos planes es de 14 millones de dólares.

on Los Molles and Precuyo formations. One exploratory well will be drilled to 4500 m to study the north side of the field in Los Molles and Precuyo formations.

Moreover, 3 wells will be drilled to 2500m to incorporate oil and gas reserves from Lajas, Petrolífera and Quintuco.

### El Porvenir Area

**Development plan.** In order to complete the development of reserves in Challaco field, 3 wells will be drilled this year. Water injection for secondary recovery will be extended up to El Porvenir area.

A 20 Km aqueduct will be built to connect Challaco with Aguada Baguales fields, in order to evacuate formation water from El Porvenir area and use it in the secondary recovery project in the Aguada Baguales field.

The total investment for those projects is estimated in 9 million Dollars.

**Exploration.** In order to incorporate oil reserves from stratigraphic traps in Tordillo formation, 6 wells will be drilled from 1200 to 1500 m. Besides, 8 other wells will be drilled in the coming years.

### Aguada Baguales Area

**Development plan.** 7 exploitation wells and 2 appraisal wells will be drilled this year and 10 will be drilled during the following years. The main purpose of these wells is to complete the development of the proved reserves of the field, currently under water injection.

The total investment is estimated in 14 million Dollars.

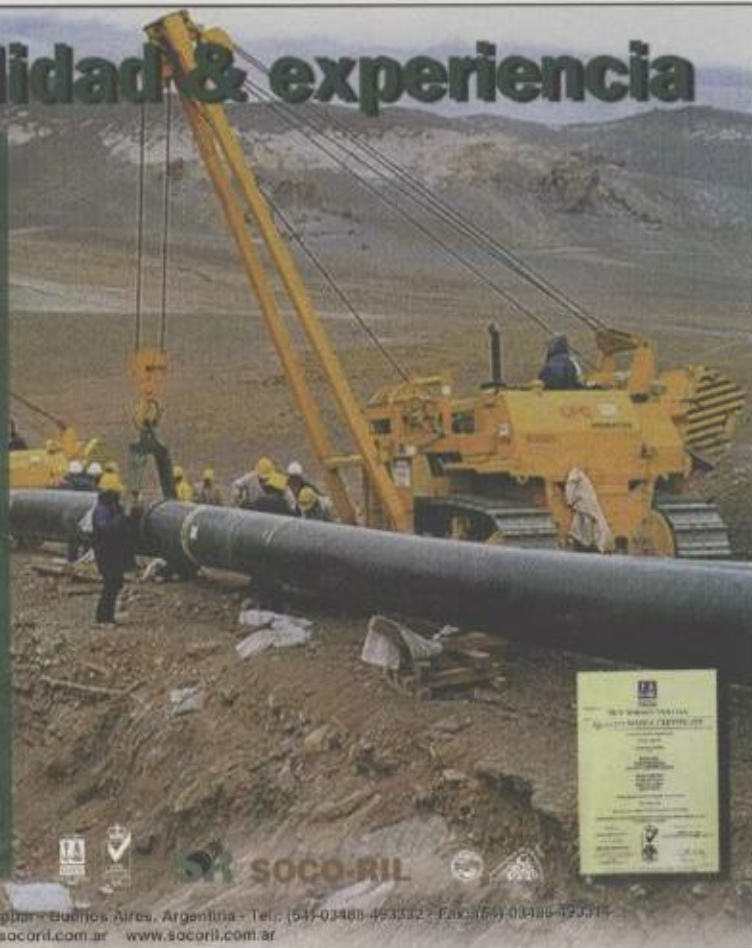
**Exploration.** 4 wells will be drilled in order to incorporate oil reserves in Lajas formation and gas in Los Molles formation. The

## Tecnología, calidad & experiencia

Tres conceptos básicos que caracterizan a SOCO-RIL acompañan permanentemente nuestros esfuerzos en el desarrollo de grandes proyectos.

En SOCO-RIL contribuimos al cuidado del **Medio Ambiente** a través del desarrollo de nuevas tecnologías, asegurando la calidad de nuestros productos para la **Protección Anticorrosiva**, la **Aislación Térmica** de tubería y **Lastrado de Conductos Submarinos** en el mercado de Petróleo, Gas, Petroquímica, Agua y Minería.

- Revestimientos internos en Epoxi.
- Revestimientos externos en Poliolefinas.
- Revestimientos externos en Epoxi.
- Mantas termocontraíbles Raychem.
- Revestimientos internos de tuberías y accesorios según normas Tuboscope Vetco Int.
- Aislaciones térmicas en Poliuretano Expandido.
- Lastrado de tubería con hormigón.



**SOCO-RIL**

Oficina Central / Head Office - Ruta 9, km 52,3 - (1825) Escobar - Buenos Aires, Argentina - Tel.: (54-03480-463532 - Fax: (54-03480-493311  
e-mail: info@socoril.com.ar - www.socoril.com.ar

SOCO-RIL is a member of the SOCO group of companies. SOCO is a registered trademark of SOCO-RIL. All rights reserved.



**Exploración.** Se perforarán 4 pozos de exploración con el objetivo de incorporar reservas de petróleo en Fm Lajas y de gas en Fm Los Molles. Las profundidades serán de 1300m para petróleo y de 4000m para gas.

### Área Puesto Touquet

**Plan de Desarrollo.** Se prevé perforar 10 pozos para completar el desarrollo de las reservas probadas de gas de la Fm Los Molles. Las inversiones están previstas en 4 millones de dólares.

**Exploración.** Se perforarán 2 pozos exploratorios a fin de investigar acumulaciones de HC en las Fm Los Molles y Precuyo.

### Áreas Puesto Silva, Loma Jarillosa y Loma Guadalupe

**Plan de Desarrollo.** Se perforarán este año 2 pozos para completar el desarrollo de las reservas probadas de gas de la Fm Punta Rosada. El próximo año se perforará un pozo horizontal para acelerar la extracción de reservas de petróleo. Se ampliará la capacidad de tratamiento del gas de 250.000m<sup>3</sup>/día a 450.000m<sup>3</sup>/día.

Las inversiones previstas serán de 9 millones de dólares.

### Área Palmar Largo

**Plan de Desarrollo.** Se perforarán 6 pozos en los yacimientos La Tigra Norte, Ramón Lista, Tartagal Oeste, y Puesto La Entrada con el fin de completar el desarrollo de reservas probadas de estos yacimientos.

Las inversiones previstas serán de 14 millones de dólares.

### Área Ramos

**Plan de Desarrollo.** Durante el año se completará la perforación de un pozo horizontal para definir reservas y productividad de gas en la formación Santa Rosa estando previsto perforar otros dos pozos para su desarrollo.

Las inversiones ascienden a 45 millones de dólares.

**Exploración.** Se registrará sísmica 3D en la zona norte del yacimiento para la posterior perforación de un pozo de investigación profunda.

depths will be 1300m for oil, and 4000m for gas.

### Puesto Touquet Area

**Development plan.** 10 wells will be drilled to complete the development of the proved gas reserves in Los Molles formation. 4 million Dollars will be invested for this purpose.

**Exploration.** 2 exploratory wells will be drilled to investigate the HC accumulations in Molles and Precuyo formations.

### Puesto Silva, Loma Jarillosa and Loma Guadalupe Areas

**Development plan.** 2 wells will be drilled to complete the development of the proved gas reserves in the Punta Rosada formation.

In order to accelerate the oil reserves production, one horizontal well will be drilled next year. The gas treatment capacity will be increased from 250,000 m<sup>3</sup>/day to 450,000 m<sup>3</sup>/day.

The total investment is estimated in 9 million Dollars.

### Palmar Largo Area

**Development plan.** 6 wells will be drilled in La Tigra Norte, Ramón Lista, Tartagal Oeste and Puesto La Entrada fields, to complete the development of these fields proved reserves.

The total investment is estimated in 14 million Dollars.

### Ramos Area

**Development plan.** The drilling of a horizontal well will be completed during the year to define the gas reserves and productivity in Santa Rosa formation. Other 2 wells will be drilled for the development of the gas reserves.

The total investment is estimated in 45 million Dollars.

**Exploration.** 3D seismic will be acquired in the northern part of the field to subsequently drill a deep exploratory well.



Avanza volando

Hangar TAPSA / Plataforma Industrial N° 2

Aeropuerto Internacional de Ezeiza

Tel.: [011] 4480-0011 - Fax: [011] 4480-9050 - Fax Administración: [011] 4480-0552  
Fax Operaciones: [011] 4480-0946 - Fax Mantenimiento: [011] 4480-9713  
Casilla de Correo N° 22 - [1802] Provincia de Buenos Aires.

Bases: Mendoza, Malargüe, Salta, Tartagal, Neuquén, Cutral-Có, Cro. Rivadavia



## Tecpetrol

Marcelo Martínez Mosquera



### Plan de inversión bienal 2000/2001

El plan de inversiones de Tecpetrol refleja los objetivos de la empresa para el mediano y largo plazo: aumentar la producción de los yacimientos operados mediante perforación y técnicas de recuperación secundaria, acompañar el crecimiento de producción con la última tecnología disponible en *facilities*, lograr un adecuado reemplazo de las reservas producidas a través de descubrimientos exploratorios en el *acreage* propio y continuar con la búsqueda de oportunidades en países con bajo costo de extracción y desarrollo.

Es por ello que Tecpetrol tiene previsto realizar en el bienio 2000/2001 inversiones por 298 millones de dólares en áreas operadas de la Argentina, de los cuales 275 millones se destinarán a inversiones de desarrollo y los restantes 23 millones a exploración. Dichas inversiones contemplan, entre otros proyectos, la perforación de 154 pozos de desarrollo y 10 pozos de exploración.

En lo que respecta a las inversiones propias (participación de la compañía en áreas operadas y no operadas) en la Argentina, las inversiones previstas ascienden a u\$s 149 millones, de los cuales u\$s 136 millones corresponderán a inversiones de desarrollo y los restantes u\$s 13 millones a exploración.

Además de la Argentina, Tecpetrol en su esquema de proyección regional está presente en Venezuela, Ecuador, Bolivia, Brasil y Colombia, donde tiene previsto invertir u\$s 90 millones (u\$s 48 millones en exploración y u\$s 42 millones en desarrollo) en los años 2000 y 2001.

En la Argentina las inversiones se concentrarán en 3 cuencas: la Cuenca del Golfo San Jorge, la Cuenca Noroeste y la Cuenca Neuquina.

En la **Cuenca del Golfo San Jorge**, Tecpetrol opera los yacimientos El Tordillo, La Tapera-Puesto Quiroga y José Segundo. Las inversiones operadas previstas en la misma ascienden a 161 millones de dólares (inversiones propias: u\$s 88 millones). La producción operada actual es de 3680m<sup>3</sup>/día y se espera incrementarla en un 20% para diciembre de 2001.

Se prevé la perforación de 132 pozos de desarrollo por un total de u\$s 87 millones. También está prevista la perforación de dos pozos de exploración en el yacimiento La Tapera-Puesto Quiroga por un monto de u\$s 4 millones.

Se realizarán 281 intervenciones de pozos afectados al proyecto de recuperación secundaria por un monto total de u\$s 21 millones y la inversión de u\$s 31 millones en *facilities*, principalmente en la adquisición de bombas electrosumergibles, la construcción de un oleoducto a Caleta Córdova y en proyectos de energía eléctrica.

En la **Cuenca Noroeste**, donde la compañía opera el yacimiento Aguaraque y posee una participación como socio no operador en el yacimiento Ramos, las inversiones operadas previstas ascienden a los 112 millones de dólares siendo las propias de 38 millones. Hoy la capacidad de producción operada de petróleo alcanza los 1600m<sup>3</sup>/día, mientras que la de gas es de 11.100Mm<sup>3</sup>/día. Para el mes de diciembre de 2001 la compañía espera lograr un incremento del 20% en la capacidad de producción de petróleo y gas.

En el yacimiento Aguaraque se perforarán 11 pozos de desarrollo (7 productores de gas y 4 de petróleo) por un monto total de u\$s 67 millones. Con respecto a exploración se perforarán 2 pozos exploratorios (uno con objetivo gasífero y otro petrolífero) por un monto de u\$s 9 millones.

Se repararán 15 pozos (10 productores de gas, 4 de petróleo y

*Tecpetrol's investment plan is a reflection of the company's mid and long-term goals: to raise production in the operated areas through drilling and secondary recovery techniques, to provide state of the art technology in facilities, to ensure an adequate reserve replacement by means of exploration discoveries in its own fields, and to continue the search for opportunities in countries with low lifting and development costs.*

*In order to achieve these goals, Tecpetrol plans to spend US\$ 298 million in Argentine operated areas during the years 2000 and 2001. Out of this amount, US\$ 275 million will be assigned to Development and US\$ 23 million to Exploration Costs. This plan includes drilling 154 development wells and 10 exploration wells.*

*Tecpetrol's share of Capital Expenditures in operated and non-operated areas in Argentina will reach US\$ 149 million, out of which US\$ 136 million will be spent as Development Costs and US\$ 13 million as Exploration Costs.*

*Additionally, as a result of Tecpetrol's regional projection scheme, the company is present in Venezuela, Ecuador, Bolivia, Brazil and Colombia, where Capital Expenditures will add up to US\$ 90 million (US\$ 42 million in Development Costs and US\$ 48 million in Exploration Costs) for the years 2000/01.*

*Investment in Argentina will be concentrated in the Golfo San Jorge, North-western and Neuquina Basins.*

*In the San Jorge Gulf Basin, Tecpetrol operates the El Tordillo, La Tapera-Puesto Quiroga and José Segundo fields. The operated capital expenditures expected in this basin amount to US\$ 161 million (own share: US\$ 88 million). Current operated production is 3680 m<sup>3</sup>/day and a 20% growth is expected by December 2001.*

*The capital expenditure plan includes drilling 132 development wells for a total amount of US\$ 87 million. Tecpetrol will drill two exploration wells in the La Tapera - Puesto Quiroga field for a total of US\$ 4 million.*

*Capital expenditure in secondary recovery projects will reach US\$ 21 million, including 281 work-overs. Expenses on facilities will amount to US\$ 31 million, involving the construction of a pipeline to Caleta Córdova, acquisition of electrical submersible pumps and expansion of the electrical power facilities.*

*In the North-western Basin, where the company operates the Aguaraque field and has a non-operating share in the Ramos field, operated capital expenditures will total US\$ 112 million, or US\$ 38 million in Tecpetrol's share. Present-day production capacity is 1600 m<sup>3</sup>/day of oil and 11,100 Mm<sup>3</sup>/day of gas. A 20% increase is expected by December 2001.*

*In the Aguaraque field a drilling campaign will take place including 11 development wells (4 gas wells and 7 oil wells) for a total of US\$ 67 million. Additionally, 2 exploration wells will be drilled: one prospecting for gas and the other for oil, amounting US\$ 9 million.*

*The investment plan includes 15 work-overs (10 in gas wells, 4 in oil wells, and one in a water injector) for US\$ 9 million. Spending in facilities will add US\$ 26 million to the plan, consisting mainly of the construction of a 2 Mm<sup>3</sup>/day dew-point plant in the Campo Durán field.*



un inyector de agua) por un monto de 9 millones de dólares.

Se realizarán *facilities* por un monto total de 26 millones, cuyo principal proyecto es la planta de punto de rocío con una capacidad de 2 MMm<sup>3</sup>/d en el yacimiento Campo Durán.

Las inversiones propias en el yacimiento Ramos ascenderán a un total de u\$s 12 millones. Como principales proyectos se perforarán 2 pozos de desarrollo y se registrarán 100km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

En la **Cuenca Neuquina**, Tecpetrol opera las siguientes concesiones: Agua Salada, Catriel Viejo, Caracol Norte, Tres Nidos, Los Bastos y Fortín de Piedra.

Las inversiones operadas previstas ascienden a los 25 millones de dólares (inversiones propias: 23 millones). La producción operada alcanza hoy los 460m<sup>3</sup>/día de petróleo y 320MM<sup>3</sup>/día de gas, previendo en diciembre de 2001 mantener la producción de petróleo y aumentar un 30% la producción de gas.

Se prevé la perforación de 11 pozos de desarrollo por un total de u\$s 16 millones. También se prevé la perforación de 6 pozos de exploración por un monto total de u\$s 5 millones.

Está prevista la registración de 500km<sup>2</sup> de sísmica 3D por un monto total de 5 millones de dólares.

The company's share of capital expenditures in the Ramos field will reach US\$ 12 million. The most significant projects will be the drilling of 2 development wells and the acquisition of 100 km<sup>2</sup> of 3D seismic.

In the **Neuquina Basin** Tecpetrol operates the following concessions: Agua Salada, Catriel Viejo, Caracol Norte, Tres Nidos, Los Bastos and Fortín de Piedra.

Operated capital expenditures will total US\$ 25 million (Tecpetrol's share: US\$ 23 million). Current operated production stands at 460 m<sup>3</sup>/day of oil and 320 MM<sup>3</sup>/day of gas, planning to maintain oil production and raise gas production by 30% by December 2001.

Tecpetrol will drill 11 development wells in Neuquén Basin for US\$ 16 million, and 6 exploration wells for US\$ 5 million. Tecpetrol will also acquire 500 km<sup>2</sup> of 3D seismic at US\$ 5 million.

## Pan American Energy

Mario Calafell

**L**as inversiones previstas por Pan American Energy para el año 2000 en exploración, producción y operaciones son de 255,6 millones de dólares de los cuales la cantidad más importante se concentra en la provincia del Chubut, donde se perforarán 120 nuevos pozos, y en trabajos de recuperación secundaria.

Esta importante inversión no incluye el desarrollo de la Planta de Gas Zorro, en el yacimiento de Cerro Dragón, que ya comenzó a operar inyectando al sistema de transporte nacional de gas natural (gasoducto Gral. San Martín) de 1,5 a 2 MMm<sup>3</sup> de gas natural por día. Esta obra demandó una inversión adicional de 25 millones de dólares y se proyectó a mediados del año pasado.

Esta nueva planta de gas significa el desarrollo más importante en la Cuenca del Golfo San Jorge en lo que se refiere a gas natural y la compañía planea continuar trabajando en este sentido.

Las inversiones para el año 2000 están destinadas a aumentar la producción tanto de petróleo como de gas, volviendo, en cuanto al nivel de trabajo se refiere, a la actividad que se desarrollaba antes de la crisis del precio del petróleo.

La producción del área Cerro Dragón en el año 1999 fue de 2.556.000m<sup>3</sup> de petróleo, gasolina y GLP y alrededor de 350MMm<sup>3</sup> de gas natural.

Esta producción de gas natural en esta área se verá incrementada en el corriente año con el aporte de la Planta Zorro, de la que hablábamos anteriormente y que constituirá un aumento de alrededor de 600 MMm<sup>3</sup> anuales.

También se continúa trabajando en el Consorcio Gasoducto Cruz del Sur, junto con British Gas, Wintershall y Ancap para exportar gas natural desde Buenos Aires a Colonia y Montevideo en el Uruguay, para en un paso posterior llegar con el fluido a los importantes mercados del Sur del Brasil.

Por otra parte se continúa con los trabajos de exploración en la Cuenca Noroeste, más específicamente en Acambuco donde la compañía tiene volcadas importantes expectativas.



**T**he investments projected by Pan American Energy for the year 2000 in exploration, production and operations will total 255,6 million Dollars, of which an important amount will be spent in the province of Chubut, in the drilling of 120 new wells and in secondary recovery operations.

This significant investment does not include the development of the Zorro Gas Plant, located in the Cerro Dragón field, due to the fact that it commenced to operate injecting into the national natural gas transportation system (San Martín Gas Pipeline) from 1.5 to 2 MMm<sup>3</sup> of natural gas a day. This work demanded an additional investment of 25 million Dollars and was projected by mid-1999.

The new gas plant represents the most important development in the San Jorge Gulf Basin for natural gas, and the company plans to continue working on this direction.

Investments for the year 2000 will be oriented to increase both oil and gas production, returning to the level of activities developed before the oil price crisis.

In 1999 production in the Cerro Dragón area was 2,556,000m<sup>3</sup> of oil, gasoline and LPG, and around 350MMm<sup>3</sup> of natural gas.

This natural gas production in the area will be increased in the current year with the contribution of production from the Zorro field referred to above, which will constitute an increase of around 600MMm<sup>3</sup> per annum.

The company is also working in the Cruz del Sur Gas Pipeline Consortium, along with British Gas, Wintershall and Ancap to export natural gas from Buenos Aires to Colonia and Montevideo in Uruguay and to extend, in a second phase, fluids transportation to markets of south Brazil.

In addition, exploration works are ongoing in the Acambuco area in the Northwest basin, with great expectations on the part of our company.