

El desafío del norte



El noroeste argentino se presenta como una zona exploratoria de gran expectativa y presagia un futuro de esperanza. Aguaragüe y Acambuco son dos ejemplos de estudios exploratorios que se están realizando en Salta y que, de comprobarse importantes reservas gasíferas, permitirían analizar algún proyecto de exportación de gran magnitud.

Petrotecnia tuvo la posibilidad de estar en el pozo de exploración profunda Aguaragüe XP-1 invitado por Tecpetrol, operadora del consorcio que está llevando a cabo el emprendimiento para comprobar *in situ* la delicada operación que implica un trabajo de esta naturaleza.

Foto: Tecpetrol

LOS TRABAJOS que se vienen realizando en la zona de Salta presagian un futuro de esperanza. Es que, de arribar a buenos resultados y comprobarse la existencia de reservas gaseíferas de gran magnitud, se podría analizar la posibilidad de encarar algún proyecto de exportación de gas a gran escala, como por ejemplo, un gasoducto al Brasil. Las reservas deberán ser lo suficientemente importantes ya que el mínimo caudal rentable para llevar adelante un proyecto de esa naturaleza es del orden de los 20/25 MMm3/día.

La exploración está orientada a verificar la existencia de hidrocarburos en una trampa detectada por relevamientos geofísicos y geológicos previos.

En este sentido, desde abril de 1994, el consorcio integrado por Tecpetrol S.A. como operadora, YPF S.A., Ampolex Argentina S.A., Brasoil (ex Braspetro), Compañía General de Combustibles y Ledesma, está perforando el Aguaraquí XP-1 en las serranías del mismo nombre, próximas a la ciudad de Tartagal y tiene previsto perforar cuatro pozos profundos más.

Por otra parte, el 8 de noviembre del año pasado el consorcio integrado por YPF S.A. como operadora y Bidas SA-PIC, comenzó los trabajos de instalación del equipo de perforación que realizará el sondeo exploratorio San Pedrito X-1 en la



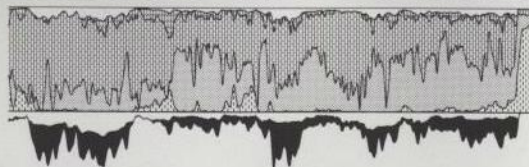
Foto: IAP

serranía de San Antonio —cerca de General Mosconi— en el extremo norte de Salta, en el área de Acambuco. Deberá llegar hasta 4.800 metros de profundidad, hasta la formación Huamampampa donde probablemente se habrían acumulado, también, importantes volúmenes de condensado y gas natural.

El Aguaraquí XP-1

El Aguaraquí XP-1 es uno de los sondeos más profundos que se perforarán en el país y deberá llegar a la formación Santa Rosa con una profundidad final de 5.500 metros con siete tramos de entubación, y comprobar si hay hidrocarburos —gaseosos o líquidos— en una trampa de-

Discover the Potential



with PETCOM petrophysical analysis software

PETCOM features include:

- Data input from industry standard formats
- Powerful interactive data editing
- Environmental corrections for major service companies
- User programming for custom models
- High quality log plotting from a variety of printers, plotters, and fax machines
- Sophisticated advanced interpretation models include Clay Volume, Complex Lithology, Multimineral, Shaly Sand and Dual Water Analysis
- Add-on modules include statistical lithology modeling (STATMIN) and neural network modeling

Representa en Argentina y Latinoamérica
GEOINFO S.R.L.

Reconquista 538 piso 5 B of 53
CP 1003 - Capital Federal - Argentina
Tel: (541) 3931998
Fax: (541) 3931349

PETCOM

SOFTWARE & SERVICES

4925 Greenville Ave. • Suite 1359
Dallas, Texas 75206
Tel: (214) 368-2191
Fax: (214) 368-5281



Foto: IAP

tectada por relevamientos geofísicos y geológicos anteriores en la columna sedimentaria. Dicha formación es productora de hidrocarburos en el yacimiento Ra-

mos, segundo en importancia en el país en cuanto a reservas de gas y con los pozos gasíferos más productivos de América Latina.

La formación Huamampampa es actualmente la productora de los pozos de Aguaragüe. Como consecuencia de los movimientos tectónicos, se formó este anticlinal que se constituyó en el reservorio de hidrocarburos de la formación mencionada.

Actualmente, el yacimiento tiene varios pozos de desarrollo hasta la formación Huamampampa. Por esta razón, el XP-1 sería de explotación hasta esa formación y desde allí en adelante, de exploración profunda. Su objetivo final es alcanzar la mencionada formación Santa Rosa. En 4.200 metros se tocará la formación Icla y la formación Santa Rosa, a los 4.800 metros.

Las formaciones

En la perforación de este yacimiento se atraviesan distintas secciones geológicas. La primera, Chaco, es un miembro blando que presenta algunos inconvenientes importantes de pérdida de circulación agravados en la formación Tranquitas. La formación Tarija es una estructura sumamente dura y excepcionalmente abrasiva que ocasiona resistencia a

Edad	Prof.	Formación	Casing	Problemas Operativos	Características del Lodo y Diseño	Descripción Litológica
Terciario	(180 m) (330 m)	CHACO	30"	Pérdidas de circulación.	Gel bentonítico de densidad mínima. Diseño óptimo de viscosidades para minimizar efectos de inducción de pérdidas.	Arcillas y arcillitas rojas.
	1040 m	TRANQUITAS	24"	Pérdidas de circulación. Medianamente dura y abrasiva	Gel bentonítico, mínima densidad, viscosidad apropiada para minimizar pérdidas y mejorar limpieza. Lodo lubricado con buen control de filtrado y óptimo revoque	Formación arenosa conglomerádica de baja consolidación, fuertes pérdidas de circulación.
Carbonífero	1800 m	TARIJA	18" 5/8	Abrasividad. Aprisionamiento por presión diferencial. Inestabilidad de paredes.	Lodo de petróleo. Máxima lubricidad. Mínima o nula reactividad. Mínimo filtrado real. Mínimas posibilidades de aprisionamiento por presión diferencial Diámetro de pozo casi nominal.	Arenas gruesas, blancas, cuarzosas, medianamente consolidadas, con intercalaciones de pelitas hacia la base. Tendencia a desviación.
	2300 m	TUPAMBI				
Devónico	2500 m	LOS MONOS	11" 3/4	Sobrepresiones. Inestabilidad de paredes.	Lodo de petróleo. Mínima o nula reactividad química. Versátil para el ajuste de la densidad del lodo. Mínimo filtrado real en condiciones de fondo de pozo.	Integrada por pelitas micáceas con intercalaciones de areniscas finas de poco espesor. Presenta una zona de aporte de gas hacia el techo de Huamampampa. Fuerte tendencia a la desviación.
	3880 m		9" 5/8	Muy dura. Pérdidas de circulación.	Mínima densidad. Cuidado del reservorio. Óptimo para obtención de testigos coronas. Control de pérdidas con L.C.M. removible por ácido.	Compuesta por pelitas con intercalaciones de areniscas cuaríticas. Fuertemente depletada.
	4290 m	HUAMAMP.				
	4880 m	ICLA	7"	Dura. Posible sobrepresión.	Lodo de aceite. Mínima o nula actividad química. Mínimo filtrado real en condiciones de fondo de pozo.	Lutitas negras micáceas y areniscas cuaríticas hacia su base. Muy poca información.
Silúrico	5500 m	SANTA ROSA	5"	Dura y abrasiva.	Lodo base agua-polímeros (naturales-sintéticos), KCl. Mínimo daño de formación y máxima obtención de información.	Areniscas finas a muy finas con cemento silicio, compactas, duras, con niveles de lutitas gris.

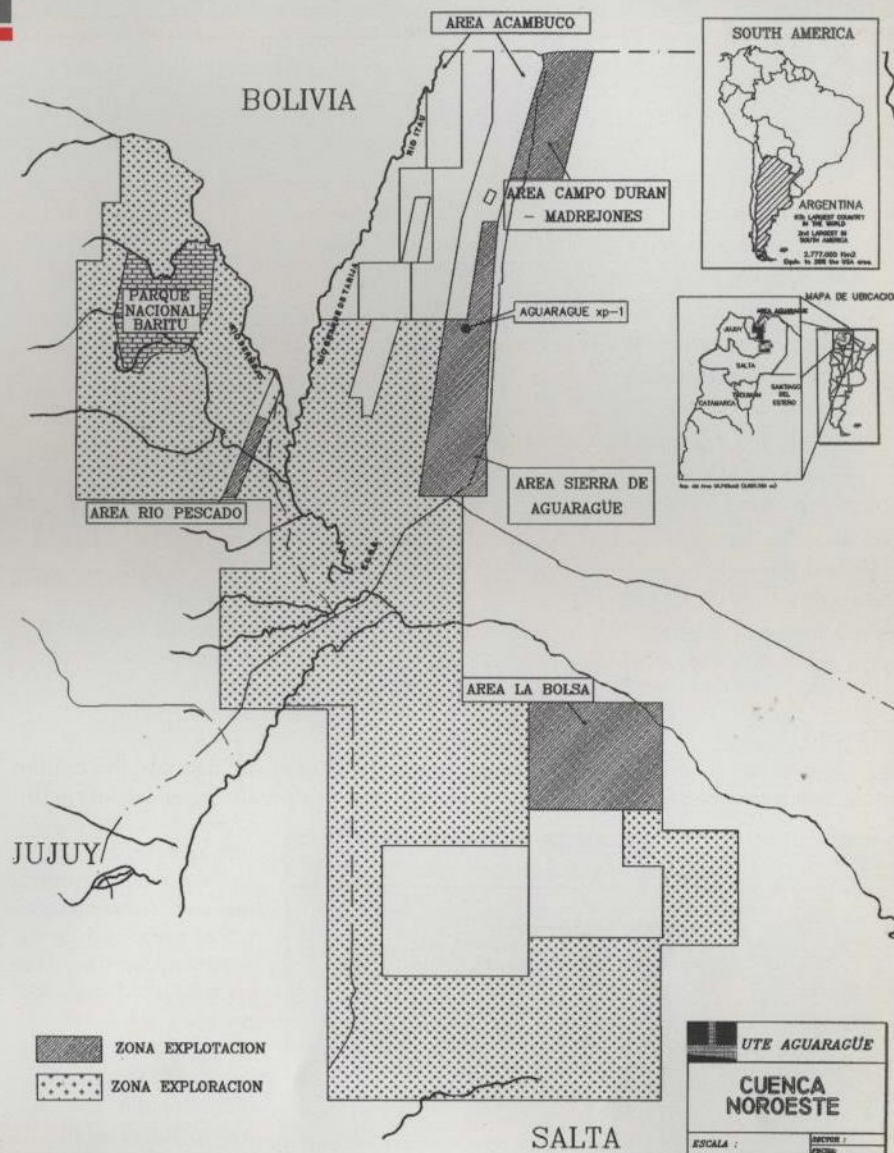
los trépanos y problemas en la conservación de los sistemas de estabilización. Por su parte, la formación Tupambi tiene una larga historia de problemas por aprisionamientos diferenciales.

Los Monos es una formación que ocasiona problemas porque es de una litología compleja, las lutitas están muy trabadas por el tectonismo y sobrepresionadas por el proceso de sedimentación rápido que hubo sobre ellas. El trabajo tectónico las ha fisurado, deformado y ha creado tensiones residuales que requieren un manejo especial para poder perforarlas.

La formación Huamampampa es de extrema dureza, donde los trépanos que se requieren son de la más alta resistencia para trabajar sobre formaciones de esas características. Icla es una formación similar a Los Monos en cuanto a su litología. Finalmente, Santa Rosa es una formación a base de arenas. Se sabe, hasta donde se la ha perforado, que es muy dura y muy resistente.

La perforación

Antes de perforar se hicieron una serie de estudios con el fin de anticipar con la mayor precisión qué tipo de inconvenientes se presentarían. Uno de los principales estudios efectuados fue la definición de las presiones porales y los gradientes de fracturas que se podían encontrar. El estudio fue realizado a través de métodos modernos de interpretación de perfiles que permiten conocer la presión poral que



HENRY HIRSCHEN & CIA. S.A.

Suministros para la industria del petróleo y el gas

- TRIETILENGLICOL
- MONOETILENGLICOL
- MONO-DI-TRJETANOLAMINA
- CARBOXIMETILCELULOSA
- ODORANTES PARA GAS NATURAL Y LICUADO

Av. L.N. ALEM 1110 - 9º PISO - TEL.: 311-8239 • 312-1500 Fax 311-8239 • 312-4512 BUENOS AIRES

LA PERFORACION

Al cierre de la presente edición, la perforación del Aguaragüe XP-1 se encontraba a 4.373 metros de profundidad.

Equipo de perforación RIG N° 6 "Parker Drilling"

Características generales

Capacidad perforante:	9.000 metros
Grupo generador de potencia total (S.C.R.):	7.500 HP.
Cuadro de maniobras (eléctrico):	3.000 HP.
Mástil (y sistemas de apoyo):	680 Tn.
Sistema de suspensión:	680 Tn.
Mesa Rotary:	800 HP - 37" 1/2"
Bombas Triplex (3 unidades):	1.600 HP c/u
Preventores de surgencia:	3.000 - 10.000 lb/pulg ²
Circuito de lodo (versátil de alta tecnología):	Cap. 250 m ³ .

te y debe estar muy bien cementada ya que sobre ella está montado todo el sistema BOP (*Blow-out Preventer*) e inclusive se colgará el caño de 18 5/8" que es muy pesado (453 ton sumergido). Se requieren herramientas especiales para mover estos casing.

El equipo que opera este pozo es el Rig #6, provisto por la firma Parker Drilling y tiene una capacidad de perforación de hasta 9000 metros. Está instalado sobre una explanada de 130 por 90 metros. La torre de perforación no pasa inadvertida: 11 metros de estructura más 47 metros de la torre propiamente dicha, en total 58 metros. Fue traída desde Italia y algunos de sus componentes, también desde Estados Unidos. Más de 80 camiones fueron necesarios para su traslado desde Buenos Aires. La perforación se hace con el sistema de motor de fondo a velocidad gobernable y puede, si es necesario, orientarse y trabajarse con el sistema rotativo.

Los trépanos los diseñó especialmente Baker-Hughes y permiten mantener un calibre constante mediante insertos.

La complejidad del pozo hizo que Tecpetrol buscara asesoramiento de compañías internacionales de primer nivel. Trabaja con Parker Drilling, en el equipo de perforación; Baker Intec, en el control de la unidad; Halliburton, en cementaciones; Hughes, en trépanos; Triton, en el diseño y análisis estructural del pozo. Todas ellas con amplia experiencia en perforaciones similares, con estructuras y complejidades parecidas a estas en distintas regiones del mundo. Era imperioso tomar todos los recaudos para llegar a la formación Santa Rosa.

Trabajar en forma integrada es lo que aconsejan las técnicas modernas. Esto fue lo que se realizó entre los Departamentos de Geología de Tecpetrol y los demás del consorcio para determinar la ubicación definitiva del pozo, que tuvo como punto de partida relevamientos geofísicos y geológicos previos realizados por YPF cuando operaba la zona.

En los cinco kilómetros y medio de profundidad están puestas todas las esperanzas para dilucidar la realidad que encierra Santa Rosa. El trépano tiene la última palabra.

se espera en las distintas formaciones y los gradientes de fractura. Este es un estudio muy importante que permite definir, en función de los conocimientos de perforación y de los problemas que se derivan de las presiones naturales que cada formación tiene, el programa de cañerías necesarias. (Ver cuadro, problemas operativos.)

Es importante alcanzar Santa Rosa con un diámetro que sea realmente útil. A diferencia de otros casos, se definieron los diámetros de abajo hacia arriba. Revestir la formación Santa Rosa con un diámetro de 5", perforando un pozo para 7". Los Monos, con un caño de 11 3/4", Tranquitas, con uno de 24" y una cañería guía de 30" en la parte superior.

Como en toda tarea de perforación delicada, el programa de barras es fundamental.

En 1.139 metros se colocó un casing de 24" y se cementó con herramientas que diseñó Halliburton. Esta tubería es muy importan-

AGUARAGÜE
Esquema del pozo Ag-xp1

