

XIIº Congreso Geológico Argentino y IIº Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza, 1993)
Geología y Recursos Naturales de Mendoza - V. A. Ramos (Ed.), Relatorio, III (11): 427-430

CAPITULO III-11

YACIMIENTO RIO TUNUYAN

DANIEL A. DELLAPE

ASTRA C.A.P.S.A.

El yacimiento Río Tunuyán se ubica en el sector occidental de la cuenca Cuyana, a unos 50 Km al sur de la ciudad de Mendoza.

El descubrimiento del campo fue realizado por Yacimientos Petrolíferos Fiscales en el año 1957. A fines de la década del 50 y principios del '60 el yacimiento fue desarrollado con la perforación de 59 pozos de los cuales 50 resultaron productivos. En el año 1978 la Compañía ASTRA C.A.P.S.A. se constituye en operadora del área en virtud de la concesión del yacimiento por contrato.

El petróleo recuperado se aloja en la Formación Barrancas exclusivamente. La producción acumulada hasta el momento es de 3.192.000 m³ de petróleo; 64.000.000 m³ de gas y 7.200.000 m³ de agua. Actualmente se encuentran 23 pozos en producción, con un caudal de 70 m³/d. Actualmente se está llevando a cabo una profundización a los niveles de las Formaciones Río Blanco, Cacheuta y Potrerillos.

GEOLOGIA DEL YACIMIENTO

Estructura

En la cuenca Cuyana se localizan tres trenes estructurales donde se ubican todos los yacimientos, con excepción de Ugarteche. El tren occidental corresponde a las culminaciones de Cacheuta, Tupungato, Piedras Coloradas y Chañares Herrados. El central con las estructuras de Cruz de Piedra, Barrancas, La Ventana y Vacas Muertas; y el occidental comprende Rivadavia, Zampal y Vizcacheras.

El yacimiento Río Tunuyán forma parte del eje central, donde se presenta separado por sillas estructurales de la estructura de Lunlunta-Carrizal ubicada al norte y de La Ventana situada al sur (figura 1).

Los mencionados trenes estructurales se relacionan con estructuras de bloques extensionales desarrollados en tiempos del Triásico. Durante el Cenozoico tardío la compresión regional vinculada a la orogenia andina, invirtió algunas de las hemifosas, constituyendo estructuras positivas. De esta manera se desarrolló un habitat donde los cierres estructurales involucran columnas sedimentarias con desarrollos arenosos y con vías de migración desde las rocas generadoras hacia los reservorios.

El análisis tectónico de esos trenes estructurales basado en información sísmica y datos de pozos sugiere que los cierres se vinculan a pliegues y fallas inversas genéticamente relacionados con una temprana generación de fallas extensionales que controlaron la distribución del relleno sedimentario inicial.

La reconstrucción paleogeográfica indica que la fase de extensión inicial y la ulterior subsidencia diferencial fueron factores fundamentales para la distribución de las rocas generadoras de hidrocarburos y la distribución de las rocas reservorio.

Para los niveles productivos de la Formación Barrancas la estructura del campo está conformada como un anticlinal asimétrico y ligeramente elongado en sentido nornoroeste (figura 1). El flanco oriental presenta mayor pendiente y está afectado por una falla principal inversa de plano buzante al oeste. El flanco occidental es más suave

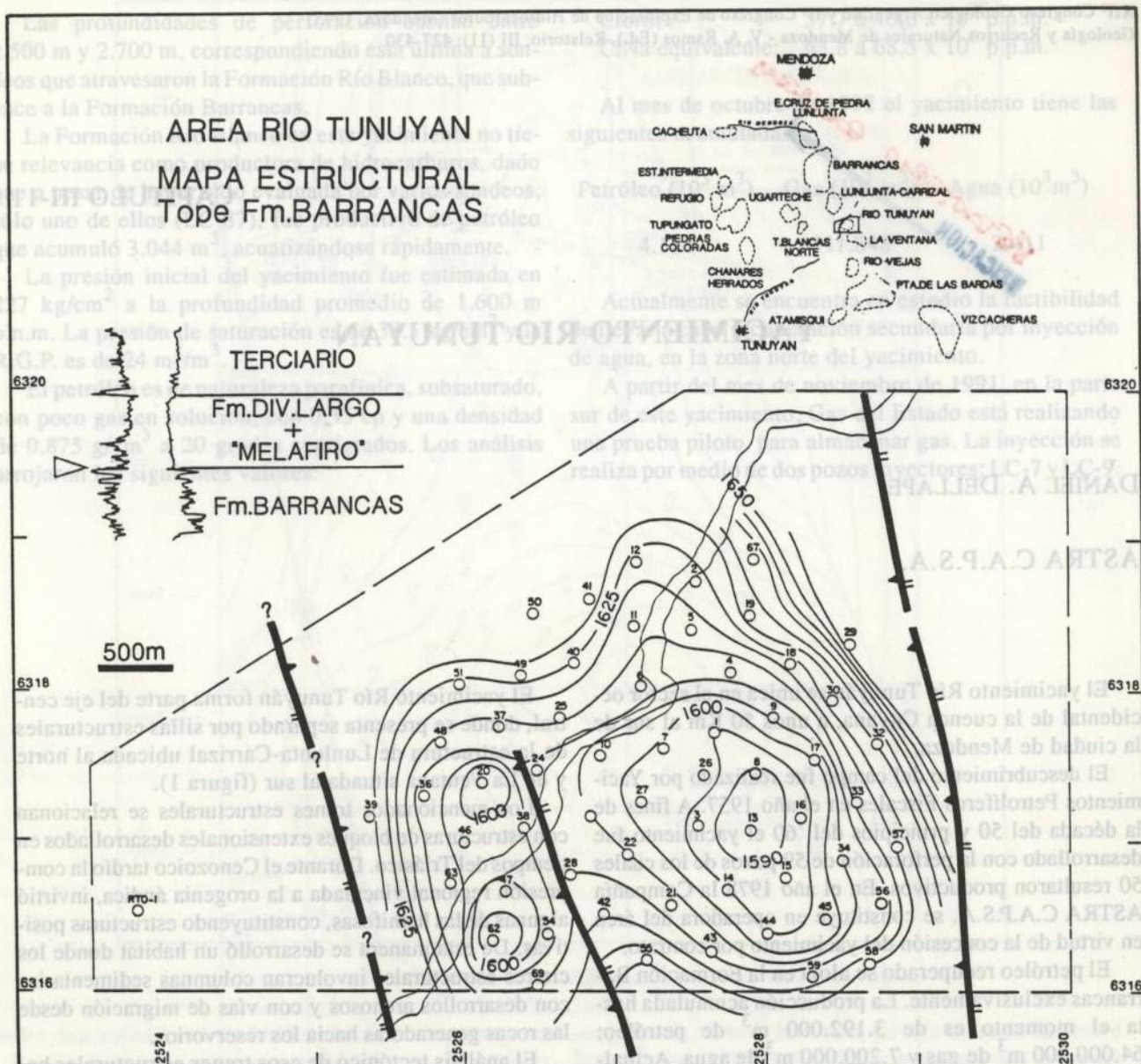


Figura 1: Mapa estructural al tope de la Formación Barrancas, con ubicación del yacimiento Río Tunuyán en la cuenca Cuyana.

y estaría afectado por dos fallas inversas, buzando al este la antitética y al oeste la sintética o secundaria. Son de menor rechazo y afectan principalmente a la Formación Barrancas y unidades superiores (figura 2).

Estos elementos estructurales dividen a la estructura en tres bloques y controlaron la producción y las acumulaciones totales de la Formación Barrancas.

Estratigrafía

Poco se conoce de la columna sedimentaria del yacimiento por debajo de la Formación Barrancas, debido

a que los pozos no la alcanzaron. El sondeo RTO x-1, ubicado en el extremo occidental del área y en una posición estructural 200 m más baja que la culminación atravesó la serie mesozoica alcanzando términos metamórficos correspondientes al Paleozoico (figura 3).

Por debajo de una sucesión terciaria con espesores del orden de los 2.400 m, la Formación Barrancas está integrada por conglomerados arenosos finos, algunos arcillosos, arcillas rojas intercaladas y areniscas grises. Estos depósitos responden a un ambiente fluvial de canales multihistóricos entrelazados de escasa persistencia. Los niveles arcillosos y los conglomerados con ma-

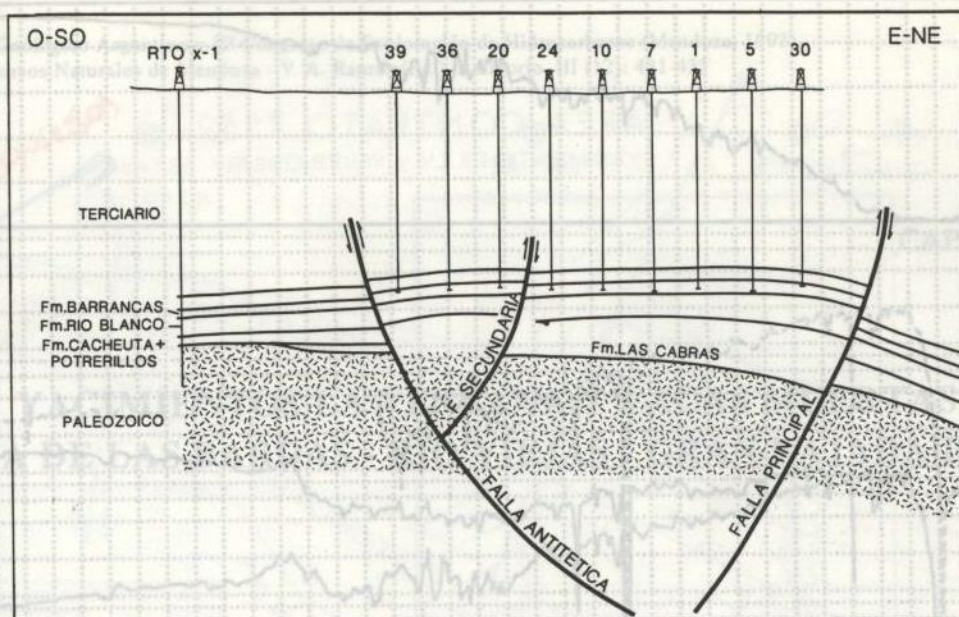


Figura 2: Interpretación geológico-estructural del yacimiento Río Tunuyán.

triz arcillosa constituyen barreras de permeabilidad vertical, si bien la gran cantidad de eventos proporciona cierta continuidad hidráulica.

La Formación Río Blanco presenta dos secciones bien diferenciadas. La superior está integrada por arcillas, areniscas y conglomerados finos, tobáceos y tobas intercaladas de colores rojizos, verdes y grises, que responden a un ambiente fluvial de moderada a baja energía. La inferior con mayor participación de arcillas tobáceas gris verdosas y niveles de areniscas conglomerádicas y conglomerados finos, corresponden a depósitos de llanura aluvial con aislados cauces fluviales.

La Formación Cacheuta presenta arcillas y lutitas grises depositadas en un ambiente lagunar. Esta unidad constituye la principal roca madre de la cuenca Cuyana, en el área del yacimiento presenta espesores reducidos y limitada condición de roca generadora.

La Formación Potrerillos se integra con depósitos de llanura aluvial con abundante participación tobácea.

El Paleozoico está constituido por esquistos filíticos, cloríticos y sericíticos verdosos.

No se han registrado hasta ahora depósitos de la Formación Las Cabras en el entorno del yacimiento.

Tipo de Trampa

Las acumulaciones de hidrocarburos presentes en la Formación Barrancas están contenidas en una trampa de índole estructural. Para los niveles de la Formación Río Blanco se suma una componente estratigráfica ya que los niveles petrolíferos situados en la sección infe-



Figura 3: Perfil estratigráfico representativo del yacimiento Río Tunuyán.

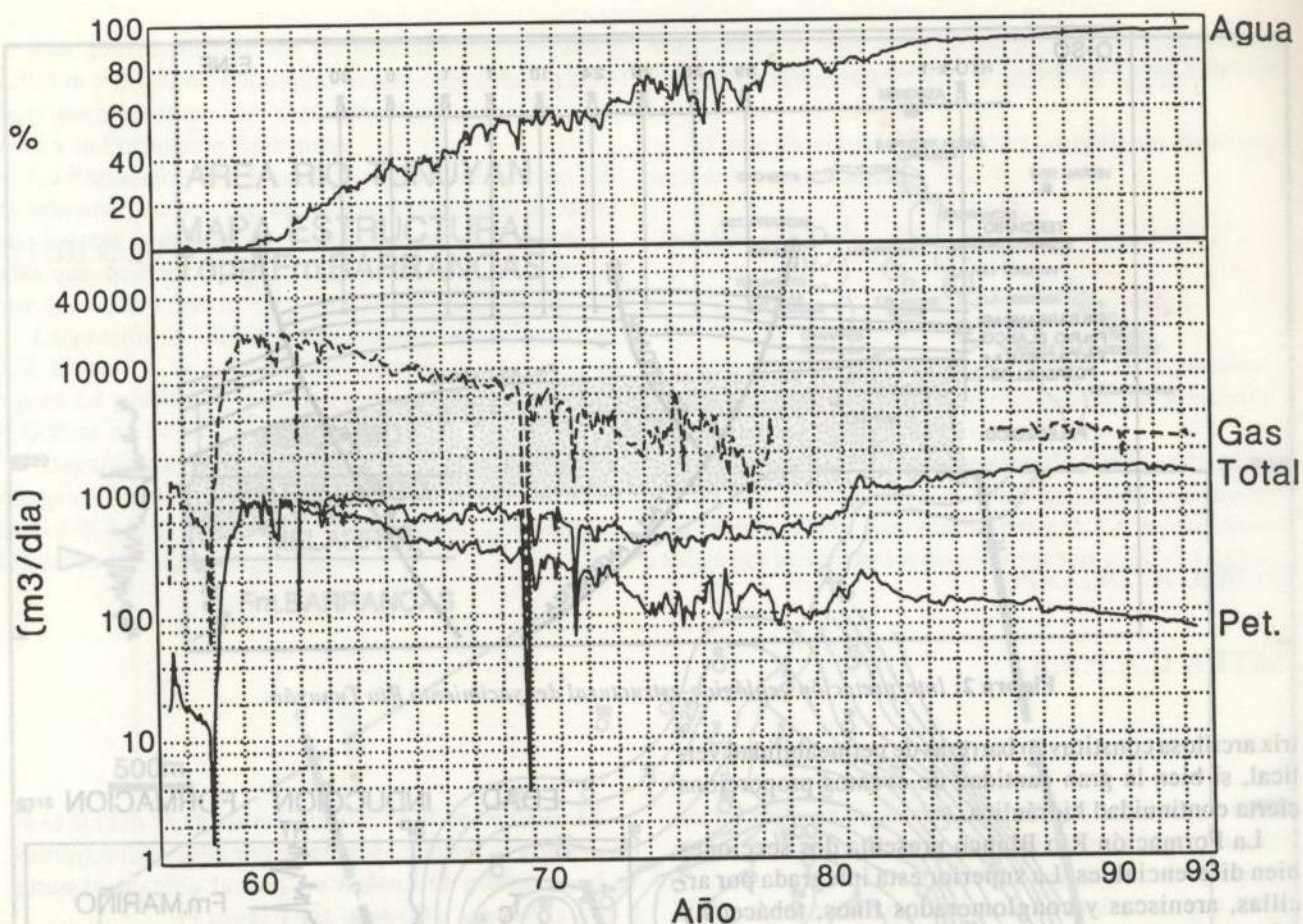


Figura 4: Producción acumulada de gas y petróleo del yacimiento Río Tunuyán.

rior de la formación, pueden presentar un desarrollo más localizado, y que se relaciona al traslape (*onlap*) en el flanco oriental de la estructura.

Naturaleza del reservorio

Las areniscas de la Formación Barrancas constituyen un reservorio muy efectivo. Las porosidades son del orden de 18 a 20 % y las permeabilidades mayores de 100 mD. Las areniscas de la Formación Río Blanco son de moderada porosidad y baja permeabilidad. Los análisis de perfiles sugieren porosidades de 17 a 19 % y permeabilidades del orden de 10 a 20 mD.

PRODUCCION

En la figura 4 se muestran los valores históricos de producción de fluidos y su evolución.

La producción acumulada total del yacimiento a junio de 1993 alcanzó a:

Petróleo	3.192.000 m ³
Gas	64.000.000 m ³

El número de pozos perforados es de 59 y de ellos 23 se encuentran en producción.