

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 (13): 437-440

CAPITULO III-13

YACIMIENTO ATAMISQUI

ANDRES BOLL Y JULIO DE LA COLINA

Tecpetrol S.A.

INTRODUCCION

El yacimiento Atamisqui está situado en el sector central norte de la provincia de Mendoza, a unos 20 Km al este de la ciudad de Tupungato (figura 1).

El descubrimiento de petróleo fue efectuado por YPF en 1973, mediante el pozo Ax-4 (Atamisqui), situado unos pocos kilómetros al sudoeste del yacimiento Punta de las Bardas.

Este yacimiento constituye la principal acumulación del área Atamisqui, de 215 Km², que fuera adquirida por Tecpetrol S.A., en septiembre de 1990. Dentro del área son productivos, además, dos pequeños yacimientos: El Quemado y Tierras Blancas Norte, situados al sudeste y noroeste del yacimiento Atamisqui, respectivamente.

GEOLOGIA DEL YACIMIENTO

Marco tectónico

El yacimiento Atamisqui se localiza sobre un antiguo eje positivo del sustrato que hunde de sur a norte desde el borde occidental de la cuenca Cuyana, en coincidencia con el extremo sur del eje Barrancas-Vacas Muertas (figura 1).

El origen de este positivo se remonta, probablemente al Triásico inferior, producto de esfuerzos extensionales que provocaron el hundimiento escalonado de bloques, suavemente rotados, durante una etapa de synrift.

Posteriormente, sobrevino una etapa de subsidencia termal, durante la cual traslaparon sucesivamente al positivo las distintas unidades de interés económico, entre

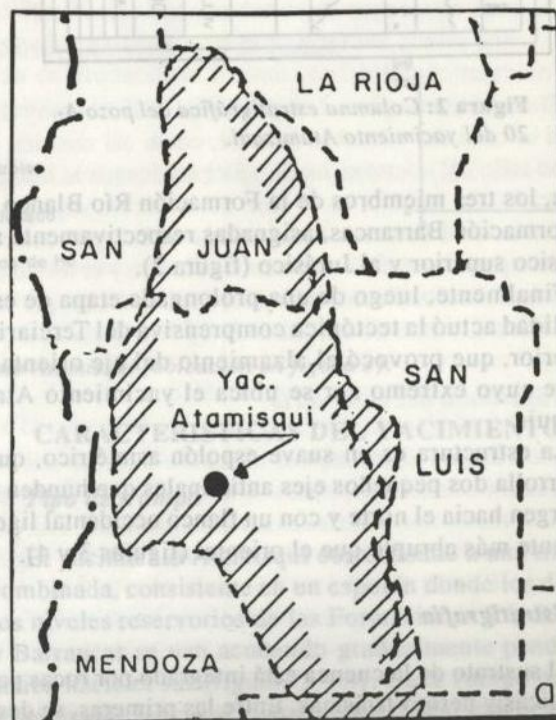


Figura 1: Mapa de ubicación del yacimiento Atamisqui en la cuenca Cuyana.

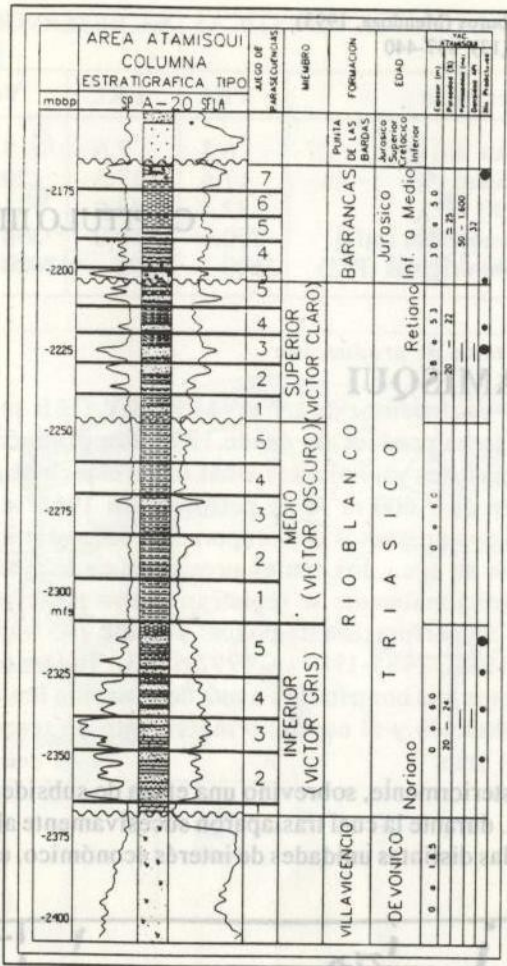


Figura 2: Columna estratigráfica del pozo A-20 del yacimiento Atamisqui.

ellas, los tres miembros de la Formación Río Blanco y la Formación Barrancas, asignadas respectivamente al Triásico superior y al Jurásico (figura 2).

Finalmente, luego de una prolongada etapa de estabilidad actuó la tectónica comprensiva del Terciario superior, que provocó el alzamiento del eje oriental, sobre cuyo extremo sur se ubica el yacimiento Atamisqui.

La estructura es un suave espolón asimétrico, que desarrolla dos pequeños ejes anticlinales que hunden y divergen hacia el norte y con un flanco occidental ligeramente más abrupto que el oriental (figuras 3 y 4).

Estratigrafía

El sustrato de la cuenca está integrado por rocas paleozoicas y permo-triásicas. Entre las primeras, se destacan las calizas cambro-ordovícicas de las Formaciones San Isidro y San Juan y los esquistos gris verdosos devónicos de la Formación Villavicencio. Entre las se-

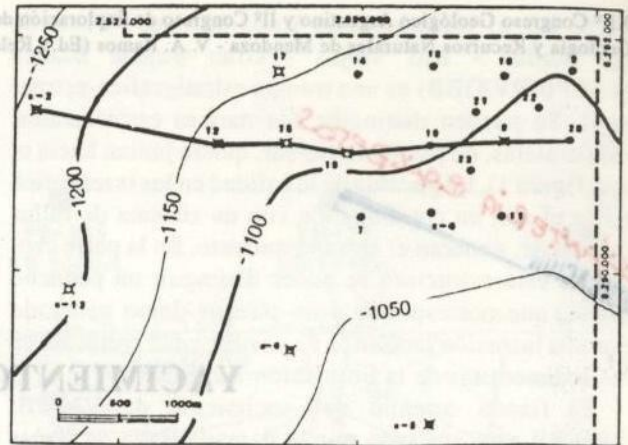


Figura 3: Plano estructural al tope de la Formación Barrancas, con ubicación del corte de la figura 4.

gundas, se encuentran las rocas volcánicas y piroclásticas de la Formación Choiyoi.

En relación discordante angular traslapa el prisma sedimentario del Triásico-Jurásico, de espesor reducido, geometría irregular y marcado acuíñamiento hacia el sur en dirección al borde de cuenca, que se halla muy próxima. El acuíñamiento responde en parte a un marcado esquema de *onlap* por el cual las Formaciones Potrerillos y Cacheuta (roca madre) quedan restringidas a posiciones más internas de cuenca; pero también son importantes las discordancias erosivas (figura 4).

El intervalo estratigráfico de interés económico está integrado por las Formaciones Río Blanco y Barrancas. La primera comprende, a su vez, tres miembros: inferior, medio y superior (figura 2). El miembro inferior se acuña contra el alto del sustrato, mediante un claro esquema de *onlap* y, en él, predominan facies arenosas tobáceas finas a gruesas respecto a las facies pelíticas rojas. Son depósitos fluviales efímeros, con buenas propiedades petrofísicas. El miembro medio suprayace mediante una superficie de inundación y se caracteriza por un marcado predominio de facies pelíticas y fangolíticas rojizas. Estas facies indican un marcado ascenso del nivel de base y constituyen una buena roca sello. Por encima apoya mediante una discordancia erosiva el miembro superior, integrado por una alternancia rítmica de facies arenosas medianas a gruesas y facies pelíticas gris rojizas. La geometría de estos cuerpos arenosos es lenticular y tienden a acuñarse hacia el alto del sustrato. Se interpretan como depósitos fluviales efímeros.

Sigue la Formación Barrancas, limitada en base y techo por sendas discordancias erosivas de escaso efecto. En esta unidad predominan las facies con-

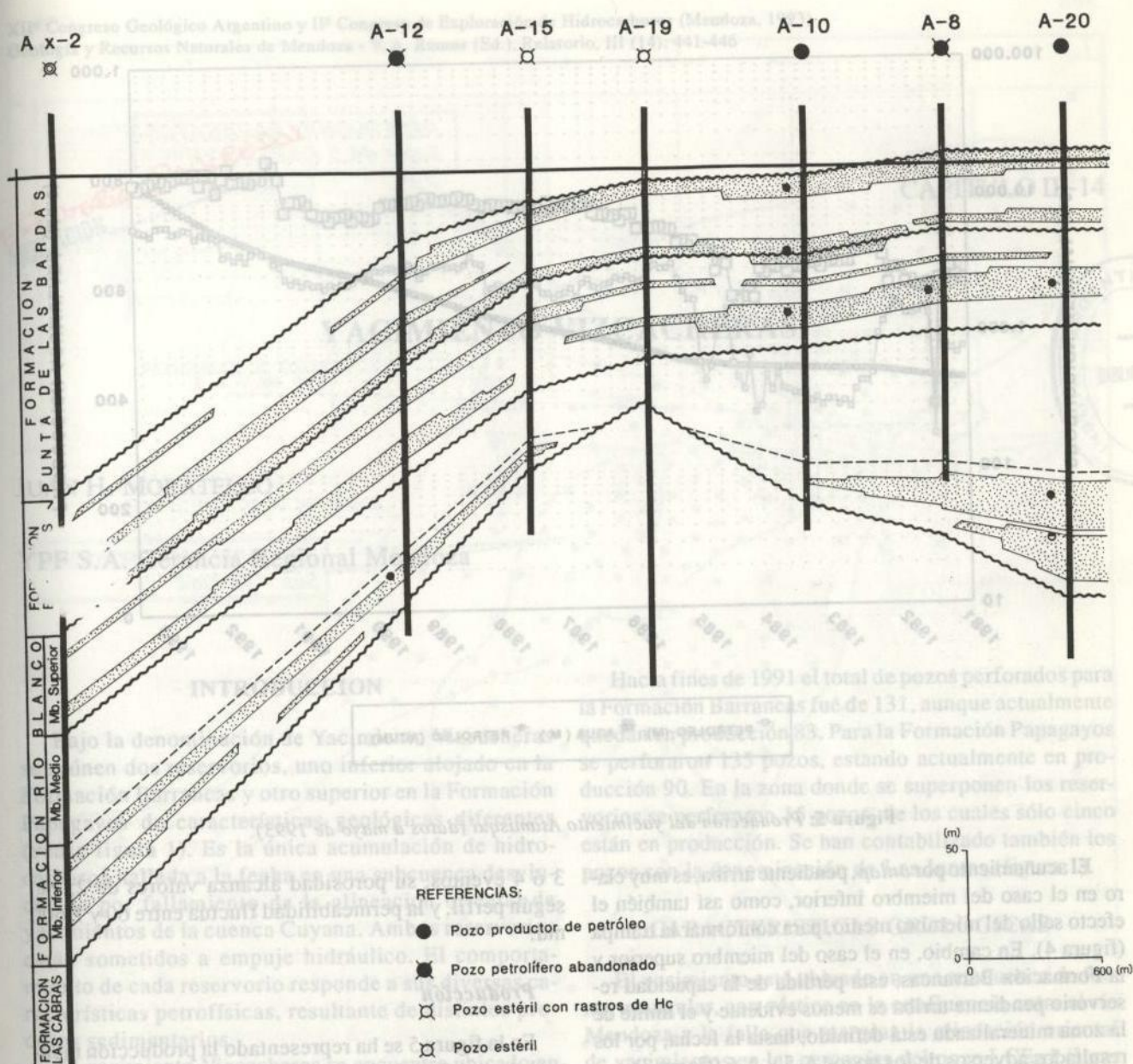


Figura 4: Sección estructural del yacimiento Atamisqui (ubicación en figura 3).

glomerádicas castaño rojizas que intercalan areniscas conglomerádicas y fangolitas rojas. Se interpretan como depósitos de abanico aluvial distal y fluvial efímero. Los cuerpos porosos y permeables se concentran en el tope y, en menor medida, en la base de la formación, sus geometrías son suavemente lenticulares y, al igual que en el miembro medio, se deterioran sus propiedades petrofísicas hacia el borde de cuenca.

Por encima apoyan los meláfiros de la Formación Punta de las Bardas, cuya edad estaría comprendida entre el Jurásico superior y el Cretácico inferior.

CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

Tipo de trampa

El yacimiento Atamisqui corresponde a una trampa combinada, consistente en un espolón donde los distintos niveles reservorios de las Formaciones Río Blanco y Barrancas se van acuñando gradualmente pendiente arriba hacia el sur (figuras 3 y 4). Cada cuerpo poroso y permeable funciona como un reservorio independiente, con su propia tabla de agua/petróleo y, por ese motivo, en un mismo pozo, pueden alternar niveles petrolíferos y acuíferos.

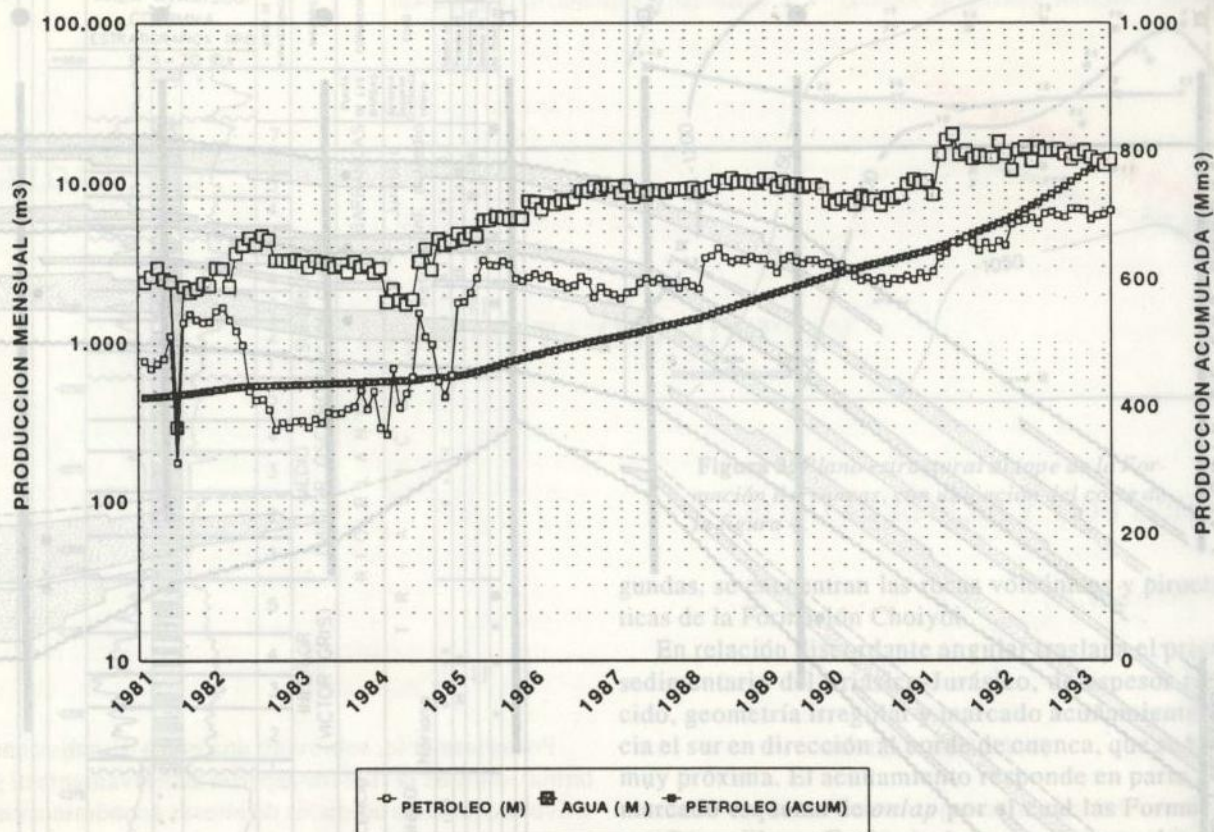


Figura 5: Producción del yacimiento Atamisqui (datos a mayo de 1993).

El acuífamiento por *onlap*, pendiente arriba, es muy claro en el caso del miembro inferior, como así también el efecto sello del miembro medio, para conformar la trampa (figura 4). En cambio, en el caso del miembro superior y la Formación Barrancas, esta pérdida de la capacidad reservorio pendiente arriba es menos evidente y el límite de la zona mineralizada está definido, hasta la fecha, por los resultados adversos de los pozos A-5 y A-6 (figura 3).

Naturaleza del reservorio

Los cuerpos arenosos del miembro inferior son tabulares a cuneiformes, hacia el alto, con espesores de hasta 10 m, de tipo multieventos amalgamados. Las porosidades son moderadas a buenas, con valores según perfil de 20 a 24 %.

En el miembro superior los cuerpos arenosos son más discontinuos con espesores máximos de hasta 5 ó 6 m y porosidades por perfil de 20 a 22 %.

La Formación Barracas presenta en su tope el mejor reservorio del yacimiento, con amplia distribución y espesores de hasta 10 m resultante de la amalgamación de

3 ó 4 eventos, su porosidad alcanza valores de 25 %, según perfil, y la permeabilidad fluctúa entre 60 y 1.600 md.

Producción

En la figura 5 se ha representado la producción mensual de petróleo desde 1981 hasta la fecha. Asimismo, se grafica el agua extraída por mes y la acumulada de petróleo.

La producción acumulada de petróleo hasta mayo de 1993 es de 791.400 m³.

El número total de pozos perforados es de 27, de los cuales 18 fueron productivos y están en producción actualmente 14.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece la desinteresada colaboración de Carlos Berto en la elaboración de los datos estadísticos, a Carlos Grossman por la confección de la parte gráfica y a Silvia De Santis por el tipeo del trabajo.