

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 (23): 479-482

CAPITULO III-23



YACIMIENTO ATUEL NORTE

ANDRES BOLL Y PAOLO ALLIATA

Tecpetrol S.A.

INTRODUCCION

El yacimiento Atuel Norte se ubica unos 35 Km al nornoreste de la ciudad de Malargüe, muy próximo al borde nororiental de la cuenca neuquina - surmendocina (figura 1) y resulta productivo de la sección superior del Miembro La Tosca de la Formación Huitrín.

El descubrimiento de petróleo fue realizado por YPF en 1985 y desde entonces acumuló 58.400 m^3 mediante seis pozos. En septiembre de 1990, el área Atuel Norte de 703 Km^2 , fue adquirida por Tecpetrol S.A.

Esta área cuenta también con otros yacimientos como es el caso de Puesto Miranda productivo del Grupo Mendoza, Atuel Sur, productivo de la Formación Agua de la Piedra y Los Pocitos productivo de la Formación Huitrín.

GEOLOGIA DEL YACIMIENTO

Marco tectónico

Este pequeño yacimiento se localiza en una posición de plataforma externa o proximal caracterizada por una paleografía plana y estable que hunde muy suavemente hacia la cuenca, en dirección oeste-sudoeste (figura 2).

Estratigrafía

La columna estratigráfica en la zona del yacimiento es reducida debido a la proximidad del borde de cuenca

(figura 3). A continuación se describen brevemente sus principales características.



Figura 1: Mapa de ubicación del yacimiento Atuel Norte en el extremo nordeste de la cuenca neuquina - surmendocina.

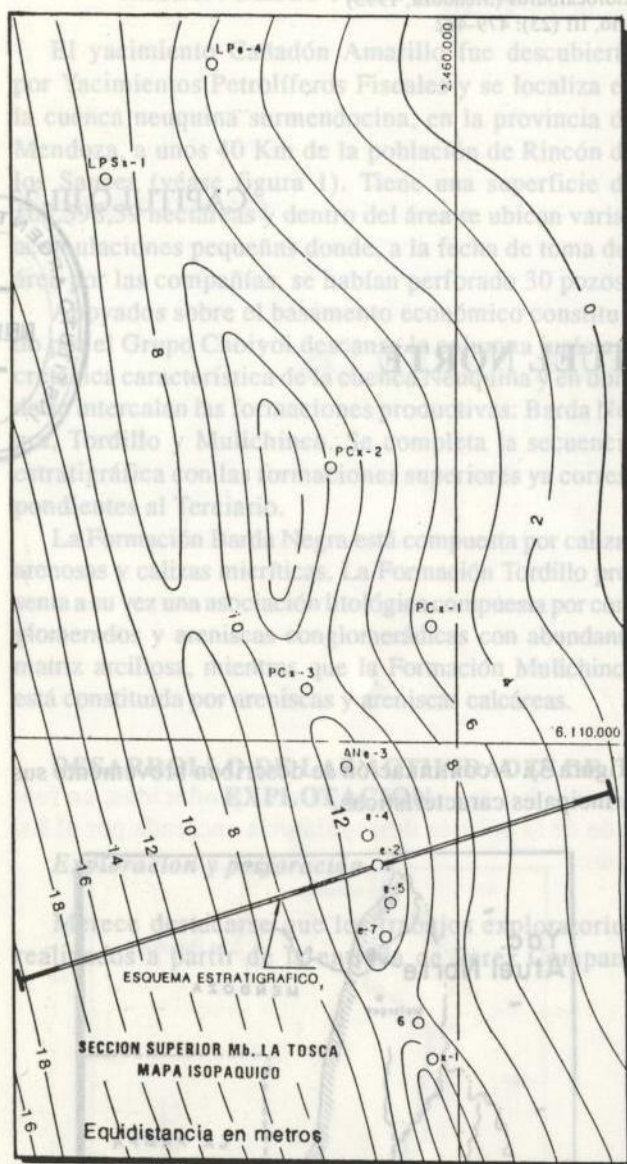


Figura 2: Mapa isopáquico de la sección superior del Miembro La Tosca de la Formación Huitrín.

El sustrato de la cuenca está integrado por rocas volcánicas e intrusivas de la Formación Choiyoi (Permo-triásico). En relación discordante erosiva apoya el Grupo Mendoza (Jurásico superior - Cretácico inferior), compuesto por facies clásticas calcáreas (Formación Lindero de Piedra), calizas fosilíferas (Formación Chachao) y calizas arcillosas (Formación Agrio).

Por encima, en relación discordante erosiva, apoya el Grupo Rayoso (Cretácico inferior alto), que comprende las Formaciones Huitrín y Diamante.

A la Formación Huitrín la integran a su vez, en esta posición de cuenca, el Miembro Chorreado de compo-

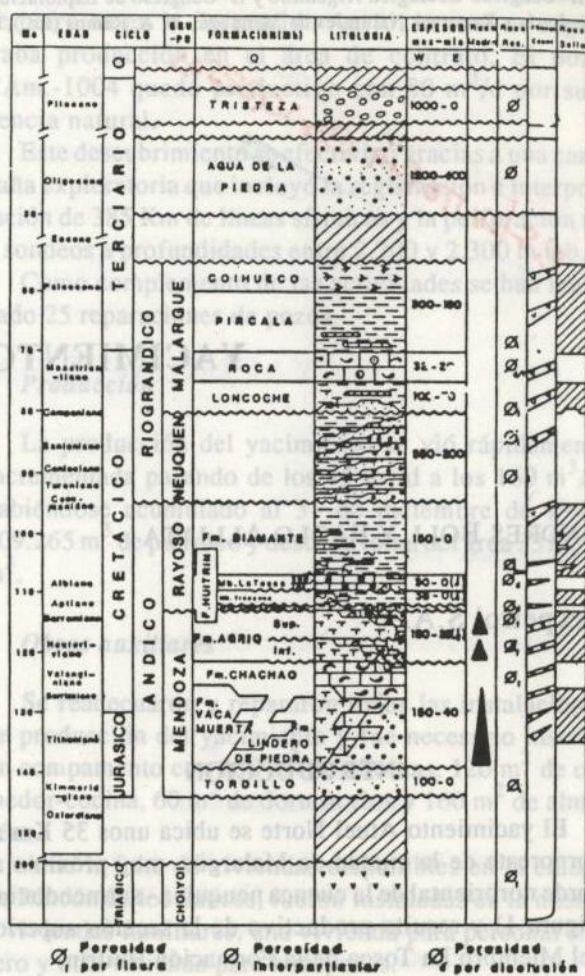


Figura 3: Cuadro estratigráfico del área Atuel Norte.

sición clástica calcárea y el Miembro La Tosca de composición carbonática.

Dentro del Miembro La Tosca se reconocen dos secciones, una inferior, de calizas impermeables y una superior, de calizas oolíticas (*grainstones*) parcialmente disueltas por procesos diagenéticos.

Estas facies oolíticas se localizan en barras cuyas dimensiones se estiman de 1 a 2 Km de largo por 0,5 Km de ancho aproximadamente orientados en una "faja oolítica", paralela y muy próxima al borde deposicional de la unidad (figuras 2 y 4). Estas barras tienen una suave expresión sísmica (anomalía sísmica), la cual constituyó el objetivo del pozo descubridor (YPF ANx-1), basado a su vez en el modelo del yacimiento El Sosneado Occidental, que constituye un entrampamiento similar, pero de mayor tamaño (figura 4).

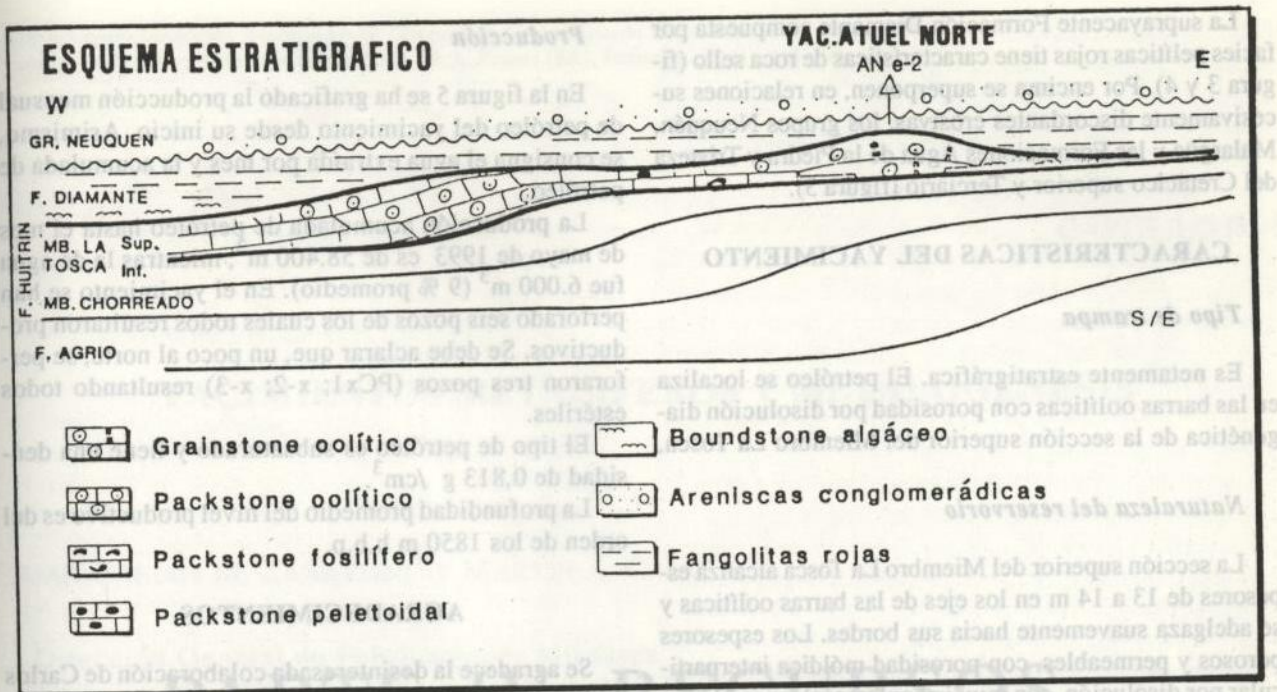


Figura 4: Esquema estratigráfico del yacimiento Atuel Norte (ubicación relativa en figura 2).

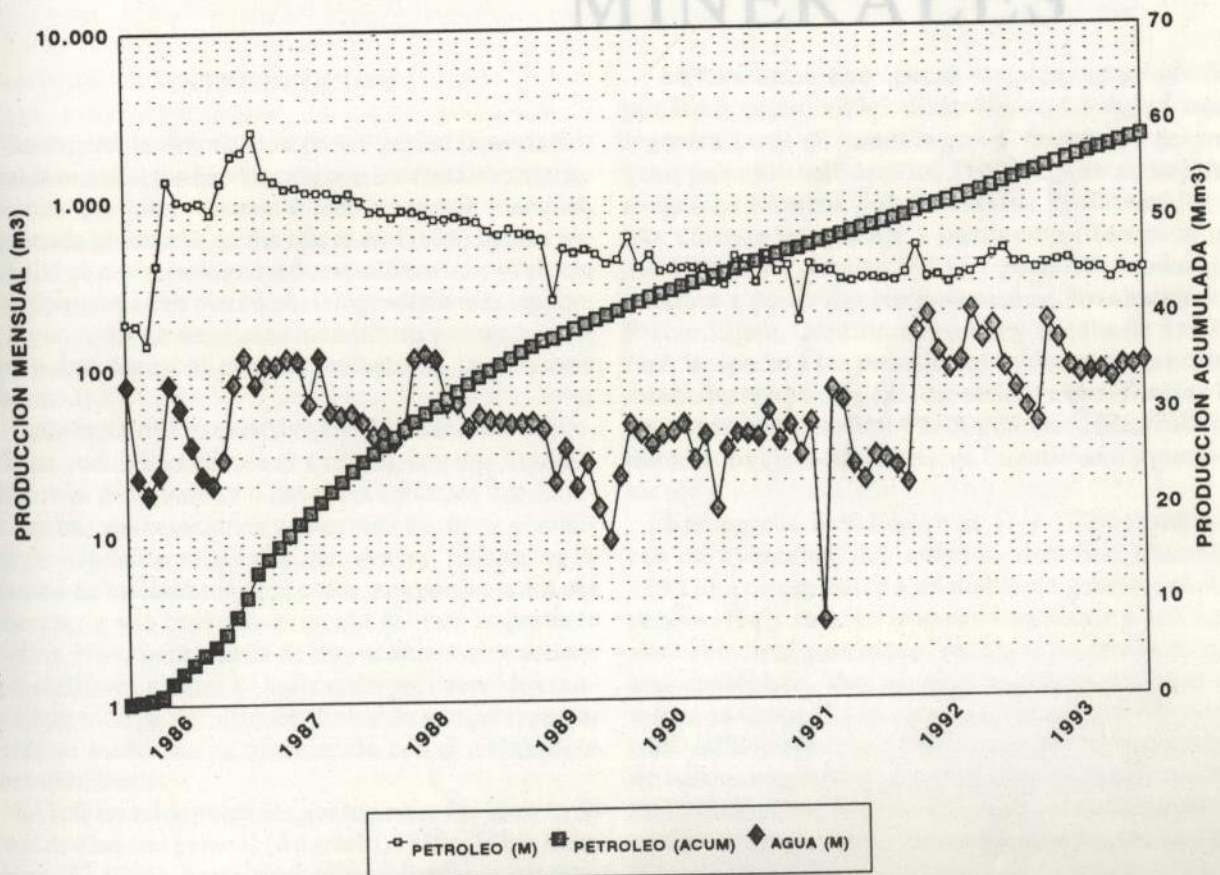


Figura 5: Producción del yacimiento Atuel Norte (datos a mayo de 1993).

La suprayacente Formación Diamante compuesta por facies pelíticas rojas tiene características de roca sello (figura 3 y 4). Por encima se superponen, en relaciones sucesivamente discordantes erosivas, los grupos Neuquén, Malargüe y las Formaciones Agua de la Piedra y Tristeza del Cretácico superior y Terciario (figura 3).

CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

Tipo de trampa

Es netamente estratigráfica. El petróleo se localiza en las barras oolíticas con porosidad por disolución diagénica de la sección superior del Miembro La Tosca.

Naturaleza del reservorio

La sección superior del Miembro La Tosca alcanza espesores de 13 a 14 m en los ejes de las barras oolíticas y se adelgaza suavemente hacia sus bordes. Los espesores porosos y permeables, con porosidad móldica interparticular por disolución, son muy irregulares, alcanzando 7 u 8 m en algunos pozos y con valores de porosidad de hasta 20 %, según lo observado en algunas coronas.

Producción

En la figura 5 se ha graficado la producción mensual de petróleo del yacimiento desde su inicio. Asimismo, se consigna el agua extraída por mes y la acumulada de petróleo.

La producción acumulada de petróleo hasta el mes de mayo de 1993 es de 58.400 m³, mientras la de agua fue 6.000 m³ (9 % promedio). En el yacimiento se han perforado seis pozos de los cuales todos resultaron productivos. Se debe aclarar que, un poco al norte, se perforaron tres pozos (PCx1; x-2; x-3) resultando todos estériles.

El tipo de petróleo es subsaturado y tiene una densidad de 0,813 g /cm³.

La profundidad promedio del nivel productivo es del orden de los 1850 m b.b.p.

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.



Figura 2: Mapa topográfico de la sección superior del Miembro La Tosca de la Formación Neuquén.

El estrato de la cuenca está integrado por rocas volcánicas e intrusivas de la Formación Cuyo (Permiano). En relación discordante erosiva apoya el Grupo Mendoza (Jurásico superior - Cretácico inferior) compuesto por facies calcáreas (Formación Lindero de Piedra), calizas fosilíferas (Formación Chacabuco) y calizas arcillosas (Formación Aguiar).

Por encima, en relación discordante erosiva, apoya el Grupo Rayoso (Cretácico inferior - Terciario), que comprende las Formaciones Huilín y Diamante.

A la Formación Huilín le integra a su vez, en esta posición de cuenca, el Miembro Chorro de com-

posición carbonática. Dentro del Miembro La Tosca se reconocen dos secciones: una inferior, de calizas impermeables y una superior, de calizas oolíticas parcialmente disueltas por procesos diagénicos.

Estas facies oolíticas se localizan en barras cuyas dimensiones se estiman de 1 a 2 m de largo por 0,3 m de ancho aproximadamente, tendidos en una línea oolítica paralela muy próxima al borde deposicional de la unidad (figuras 2 y 4). Estas barras tienen una suave expresión sísmica (anomalía sísmica), la cual constituyó el objetivo del pozo descubridor (PCx1), basado a su vez en el modelo del yacimiento El Sosneado Occidental, que constituye un entrapamiento similar, pero de mayor tamaño (figura 4).