

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 (4): 391-396

ESTADIA CONGRESOS
UBICACION

CAPITULO III-4

YACIMIENTO TUPUNGATO

JUAN V. PLOSKIEWICZ

Petrolera Argentina San Jorge

INTRODUCCION

El yacimiento Tupungato está situado en el oeste de la provincia de Mendoza, en el margen occidental de la cuenca Cuyana. Comprende dos áreas positivas correspondientes a los anticlinales de Refugio y Tupungato respectivamente (figuras 1 y 2).

El descubrimiento de petróleo en la zona de Tupungato data de mediados de la década del 30, a través de la perforación por parte de Yacimientos Petrolíferos Fiscales de una serie de pozos someros destinados a investigar la presencia de fluidos en el anticlinal Tupungato donde eran conocidos afloramientos de hidrocarburos.

En 1938 comienza la producción comercial de petróleo en el área de Tupungato, a posteriori, hacia 1952, nuevas perforaciones incorporan al área de Refugio. En 1978, Petrolera Argentina San Jorge se constituye en operadora del área en virtud de la concesión por contrato del yacimiento, al Consorcio San Jorge - Supercemento.

GEOLOGIA DEL YACIMIENTO

Marco tectónico

La cuenca Cuyana es un extenso depocentro desarrollado durante una fase extensional acaecida en el Triásico temprano.

El perfil transversal es el de un hemigraben, limitado al oeste por una zona de fallamiento normal, ac-

tivo durante la sedimentación de extensos depósitos continentales epi y piroclásticos en secuencias de facies fluviales, abanicos aluviales y lacustres.

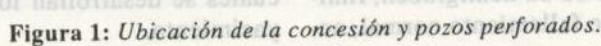
Durante el Terciario superior la cuenca es sometida a intensa compresión horizontal, lo que produjo la reactivación de los sistemas de fallamiento normal preexistentes, como fallas inversas (figura 2). De esta manera se establecieron dos alineaciones de máximos, el eje Cruz de Piedra - Vacas Muertas en el este y al oeste, Cacheuta - Chañares Herrados, al que se halla asociado el yacimiento Tupungato.

Estratigrafía

Como se aprecia en la columna estratigráfica de la figura 1, (Rolleri y Criado Roque, 1968, Kokogian y Mancilla, 1989) el zócalo de la cuenca está constituido por un complejo de rocas paleozoicas metamorfizadas (Formación Villavicencio) y volcánicas ácidas y mesosilíceas del Grupo Choiyoi.

La etapa de relleno inicial de la cuenca está indicada por una secuencia de espesor muy variable de depósitos conglomerádicos y clásticos con participación volcánica que corresponden, respectivamente, a las Formaciones Río Mendoza y Las Cabras atribuidas al Triásico inferior a medio.

En paraconcordancia se presentan las Formaciones Potrerillos, Cacheuta y Río Blanco, en la última de las cuales se desarrollan los principales reservorios del yacimiento.



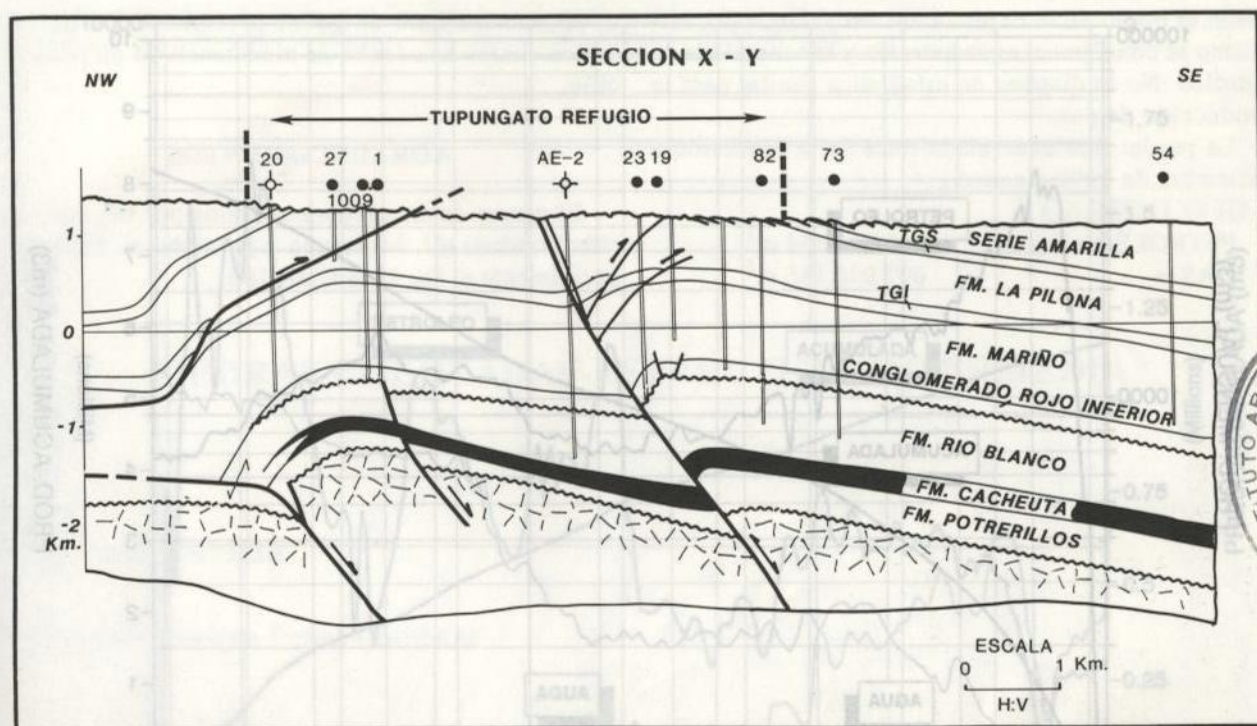


Figura 2: Sección geológica esquematizando la estructura del yacimiento y la inversión tectónica.

La Formación Potrerillos corresponde a las facies fluviales, llanuras de inundación y localmente lacustres; siendo en general depósitos de baja energía, grano y estrato crecientes.

Formación Cacheuta: se apoya en contacto paraconcordante con la anterior y está constituida por facies de lutitas negras, ricas en materia orgánica acumuladas en un ambiente lacustre con episodios deltaicos. Son excelentes generadoras de petróleo.

Formación Río Blanco: representa un período de reactivación de la cuenca, corresponde a facies de areniscas tobáceas y tufas arenosas, que forman parte de sistemas fluviales meandriformes (con desarrollo de barras de espolón, rellenos de canal, etc.) y flujos gravitacionales, progradacionales hacia el centro de la cuenca donde existen depósitos sincrónicos con la Formación Cacheuta.

De manera informal esta unidad ha sido dividida en tres secciones, Víctor Claro, Víctor Oscuro y Víctor Gris distinguibles mediante los recortes de perforación.

A continuación se presenta una secuencia de areniscas conglomerádicas y conglomerados, homologable a la Formación Barrancas, que en los informes geológicos del subsuelo se la conoce como Conglomerado Rojo Inferior (o simplemente CRI).

El Terciario comienza con depósitos evaporíticos y es seguido por un potente prisma de sedimentos molásicos con episodios de lluvias de cenizas; integrado por varias unidades geológicas (véase la columna estratigráfica de la figura 3).

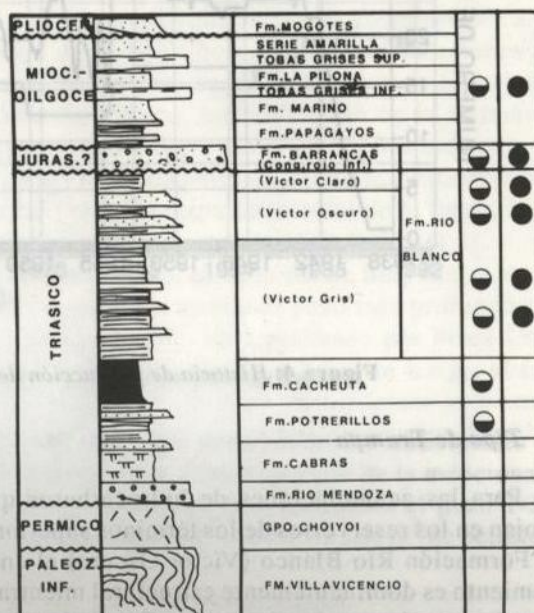


Figura 3: Columna estratigráfica del yacimiento Tupungato.

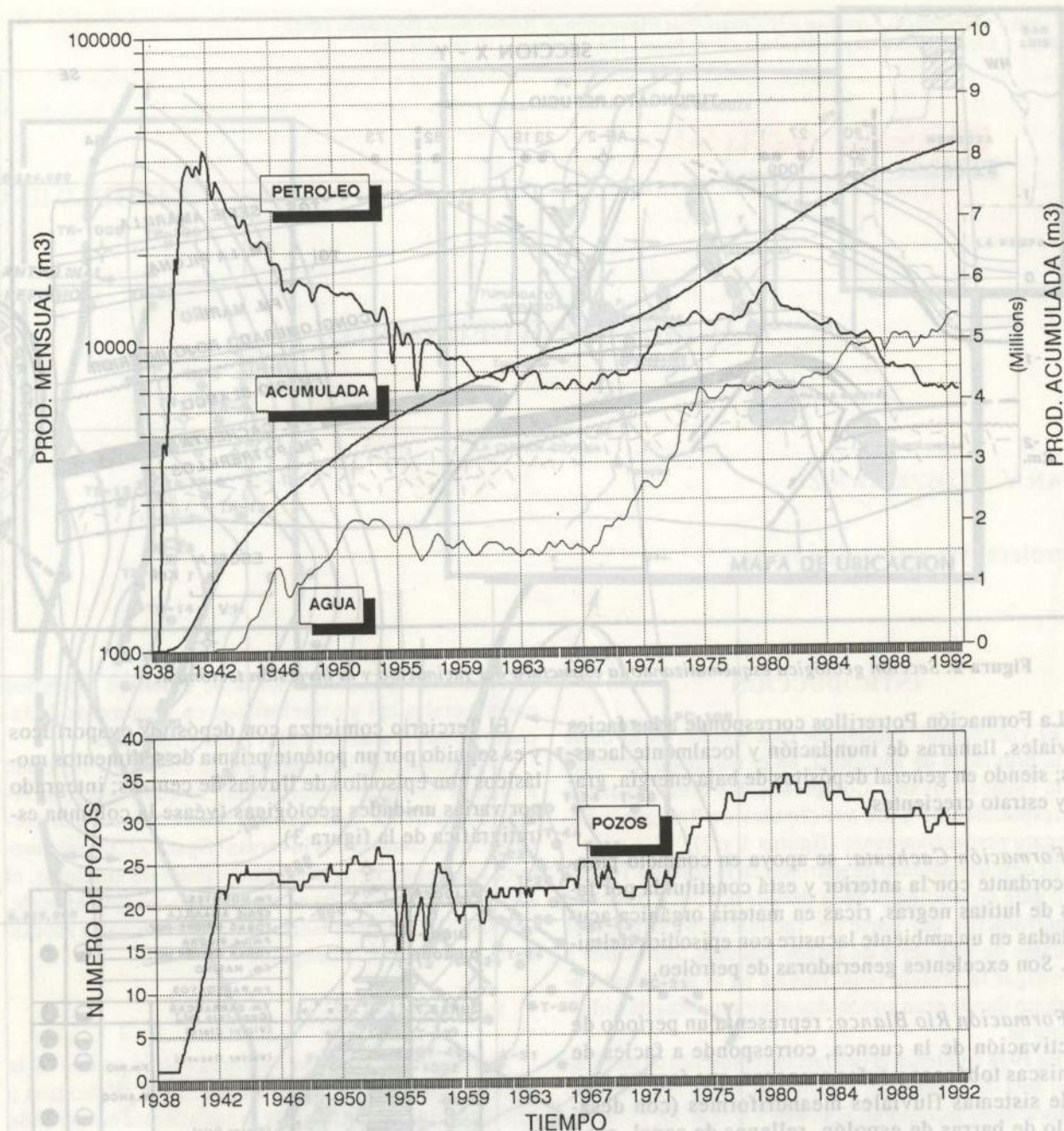


Figura 4: Historia de producción de fluidos (excepto el gas) del yacimiento Tupungato.

Tipo de Trampa

Para las acumulaciones de hidrocarburos que se alojan en los reservorios de los términos superiores de la Formación Río Blanco (Víctor Oscuro) el entrapamiento es predominantemente estructural mientras que para los niveles productivos en la Formación Barrancas (CRI) predomina una componente estratigráfica ya que los niveles permeables de unidad desaparecen

por traslape (*onlap*), en el flanco oriental del anticlinal Tupungato, hacia la culminación estructural.

Naturaleza del reservorio

Las areniscas de la Formación Río Blanco son por lo general de baja porosidad y permeabilidad, los análisis de testigos de corona han mostrado valores entre 8 y 10 %, y un promedio de 5 a 10 mD respectivamente.

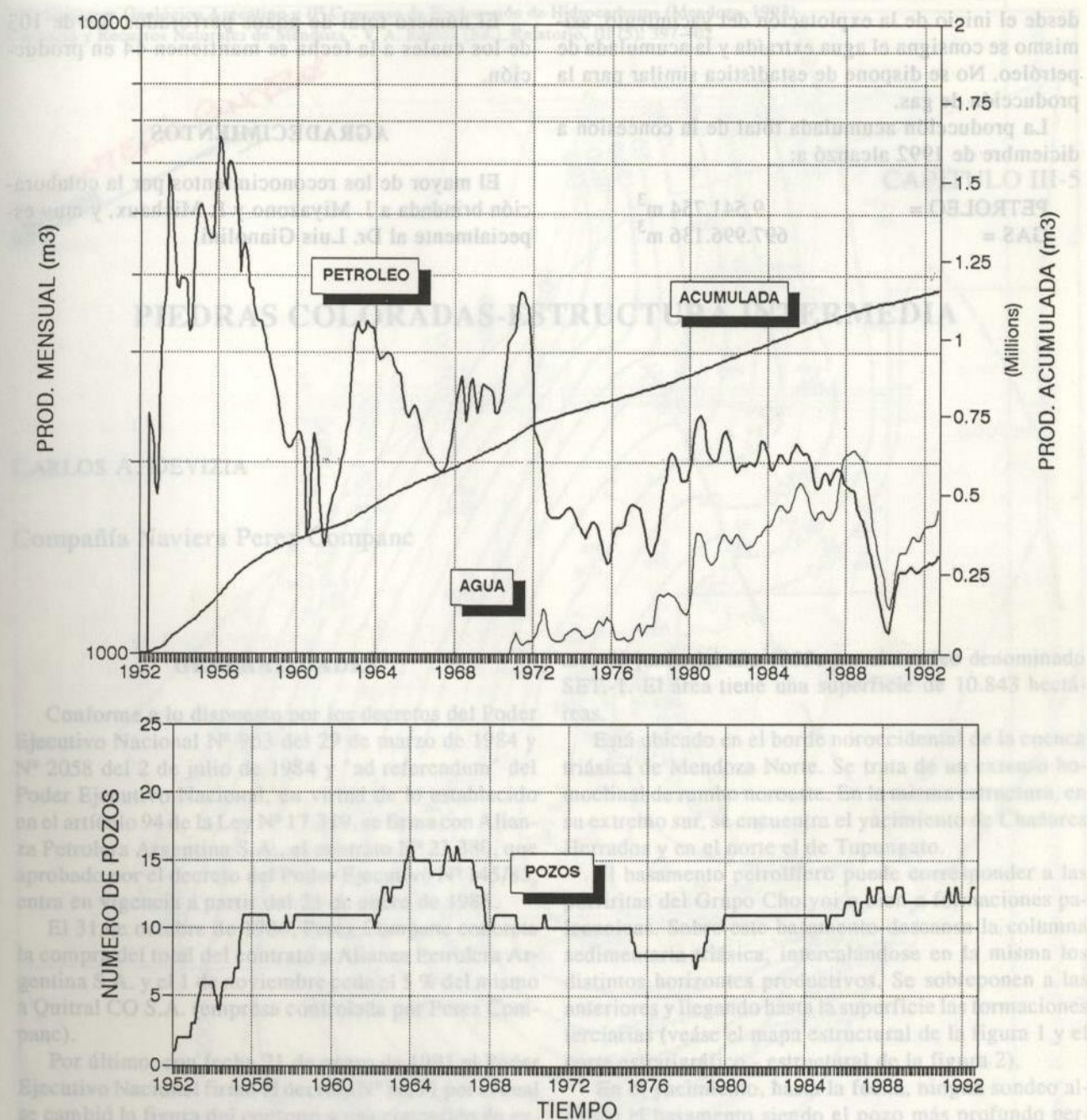


Figura 5: Historia de producción de fluidos (excepto el gas) del yacimiento Refugio.

Escasos análisis sobre muestras del Conglomerado Rojo Inferior, han arrojado valores semejantes. No obstante, la elevada capacidad de almacenamiento de estos reservorios, así como ensayos de recuperación e interferencia, sugieren que la fracturación de las rocas tiene decisiva importancia en la calidad del reservorio.

En la figura 2, se muestra el perfil estructural a través de ambos anticlinales, obsérvese el pequeño ra-

dio de curvatura que desarrollan los anticlinales de plegamiento pasivo. Como ejemplo de la mencionada capacidad de almacenaje se encuentra el pozo T-22, que a la fecha alcanza a 1,5 millones de m³ de petróleo.

PRODUCCION

En las figuras 4 y 5, se ha representado la producción mensual de petróleo de ambas áreas productivas,

desde el inicio de la explotación del yacimiento, asimismo se consigna el agua extraída y la acumulada de petróleo. No se dispone de estadística similar para la producción de gas.

La producción acumulada total de la concesión a diciembre de 1992 alcanzó a:

$$\begin{aligned} \text{PETROLEO} &= 9.541.754 \text{ m}^3 \\ \text{GAS} &= 697.996.136 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

El número total de pozos perforados fue de 103 de los cuales a la fecha se mantienen 44 en producción.

AGRADECIMIENTOS

El mayor de los reconocimientos por la colaboración brindada a J. Miyazono y P. Michaux, y muy especialmente al Dr. Luis Gianolini.

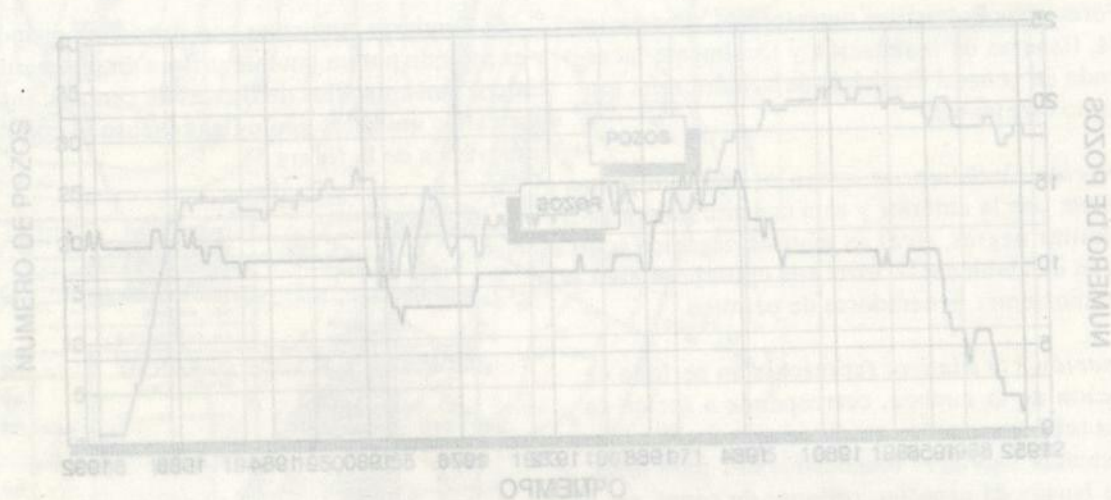
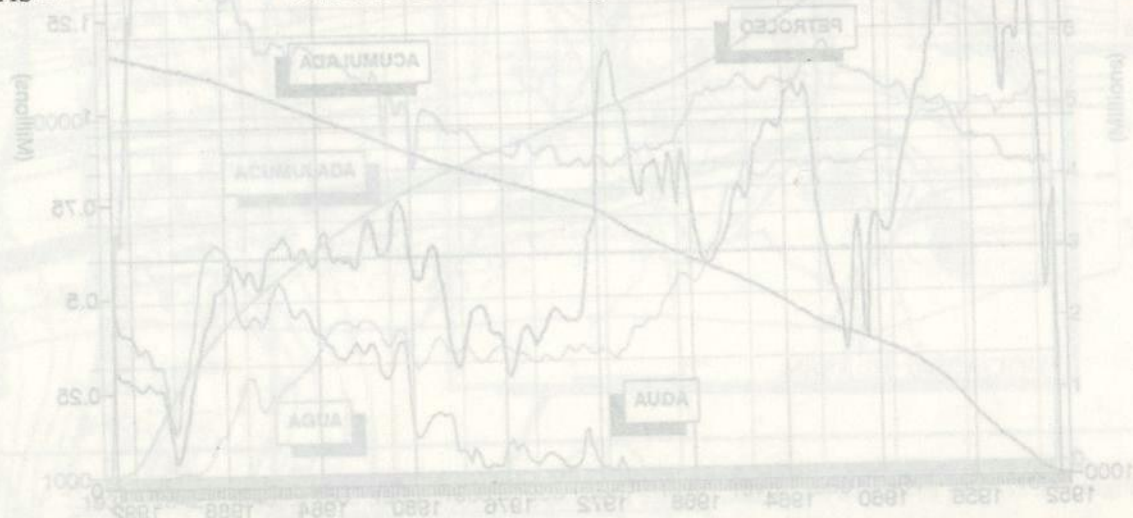


Figura 2. Evolución de la producción de petróleo (línea superior) y agua (línea inferior) desde 1982 hasta 1992.

El análisis de la evolución de la producción de petróleo y agua muestra que la producción de petróleo ha disminuido significativamente desde 1982 hasta 1992, pasando de unos 1.5 millones de m³ al día a unos 0.25 millones de m³ al día. La producción de agua, por el contrario, ha aumentado de manera constante, pasando de unos 0.25 millones de m³ al día a unos 1.5 millones de m³ al día. Este comportamiento sugiere que el yacimiento está sufriendo una agotación progresiva de los recursos de petróleo, mientras que la producción de agua sigue siendo viable.

El análisis de la evolución de la producción de petróleo y agua muestra que la producción de petróleo ha disminuido significativamente desde 1982 hasta 1992, pasando de unos 1.5 millones de m³ al día a unos 0.25 millones de m³ al día. La producción de agua, por el contrario, ha aumentado de manera constante, pasando de unos 0.25 millones de m³ al día a unos 1.5 millones de m³ al día. Este comportamiento sugiere que el yacimiento está sufriendo una agotación progresiva de los recursos de petróleo, mientras que la producción de agua sigue siendo viable.