

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 (19): 463-470

Estantería con libros
UNCA

CAPITULO III-19

YACIMIENTOS LOS CAVAOs - LOMA ALTA - MALAL DEL MEDIO - RIO GRANDE

LUIS ANDRADA

YPF S.A.

INTRODUCCION

Ubicados 100 Km al sur de Malargüe, en el valle del río Grande, en una zona deprimida entre la sierra de Palauco al este y la sierra Azul al oeste. Conforman un conjunto de campos petrolíferos con características similares en una alineación que de norte a sur comprende los yacimientos Loma Alta, Cerro Divisadero (figuras 1 y 2), Los Cavaos, Malal del Medio (figura 3), Río Grande y Los Volcanes (figura 4). Esta disposición, cuya dirección meridional se asimila al arrumbamiento de los principales elementos estructurales, es una de sus características principales junto con la explotación de cuerpos calcáreos e ígneos afectados por una profusa red de fracturas.

La exploración del área comienza en el año 1976 con el pozo CoDx-1, con manifestaciones de la presencia de hidrocarburos, luego en 1978 el CoD.e-3 es el descubridor del reservorio de la Formación Chachao con una surgencia de 278 m³/d. Los intrusivos ígneos fueron activamente investigados a partir de la terminación del pozo LVo.x-1, que tuvo una surgencia inicial de 470 m³/d. Los yacimientos Río Grande y Malal del Medio comenzaron a prospectarse a partir de 1977/78 alcanzando su mayor significación a partir de 1980, siendo Los Cavaos el último en desarrollarse, ya que el pozo descubridor LCa.x-1 data de 1981, con una surgencia de 218 m³/d.

En el año 1990, con estudios más agudos de la cuenca, se registran acumulaciones comercialmente explotables en las arenas del Grupo Neuquén, descubriéndose los yacimientos Cerro Fortunoso y Loma Alta Sur en estructuras de notables anticlinales de rampa, que permitieron una migración secundaria del hidrocarburo alojado en las trampas del Grupo Cuyo, mediante fracturas y fallamientos.

GEOLOGIA

Regionalmente se puede considerar a esta estructura como un monoclinal con suave trepada en sentido occidental y rumbo meridional, distinguiéndose localmente pequeños alabeos separados por sillas estructurales apretadas.

Todo el conjunto fué afectado por numerosas fallas inversas, buzantes al oeste, de poco rechazo, entre 30 y 50 m, alcanzando sus mayores valores en Cerro Divisadero y Río Grande. Este fallamiento, con rumbo predominante norte-sur es el causante de una profusa red de fracturamientos, originando las condiciones petrofísicas y estructurales para convertir en rocas reservorio los niveles calcáreos e ígneos.

Las fallas generaron un sistema de bloques con sobrecorrimientos de bajo ángulo en profundidad y alto ángulo hacia la superficie, siendo la vía empleada por los intrusivos hallados en el Grupo Neuquén y las Formaciones Huitrín, Agrio, Chachao y Vaca Muerta.

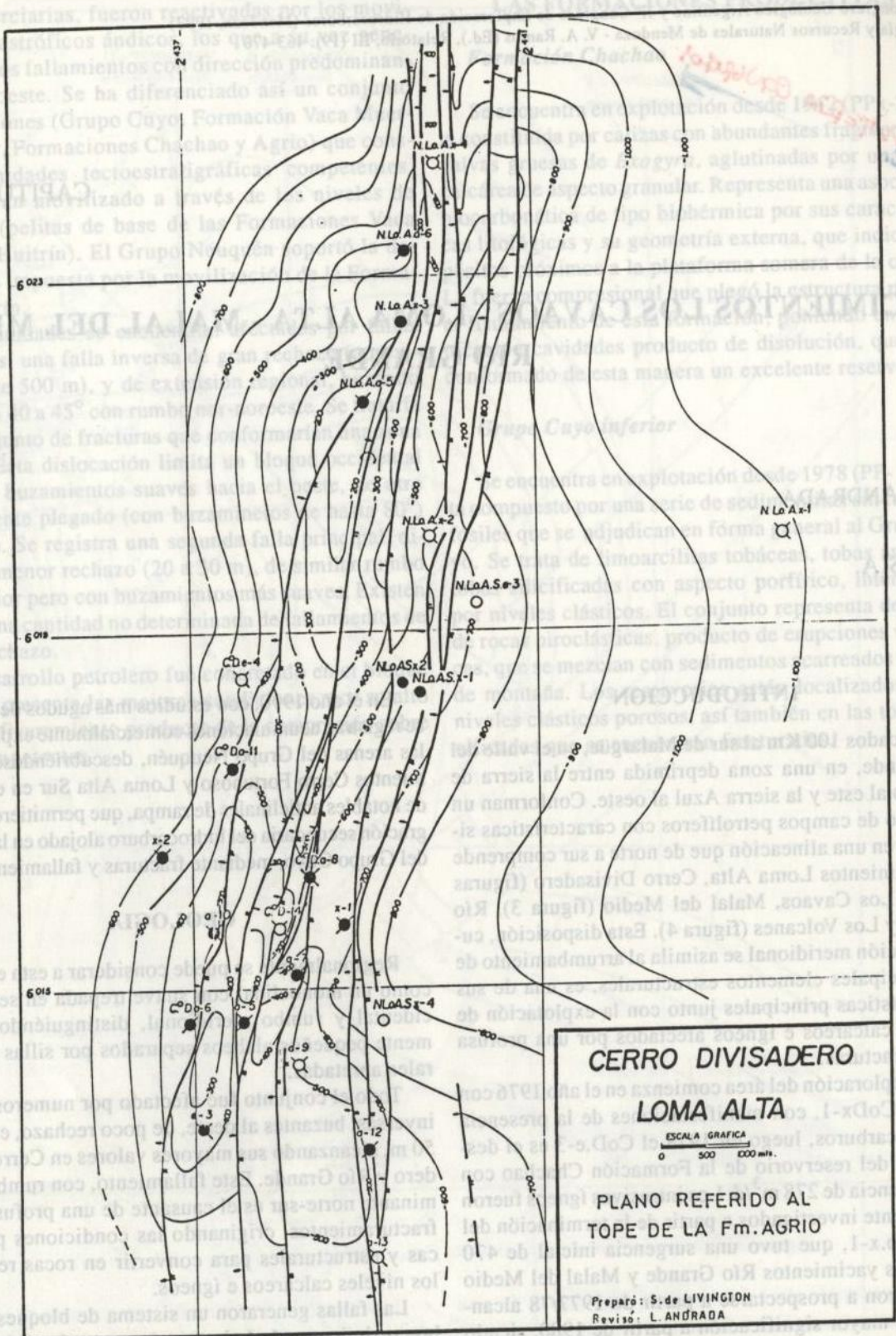


Figura 1: Mapa estructural de los yacimientos Cerro Divisadero y Loma Alta (referido al tope de la Formación Agrio).

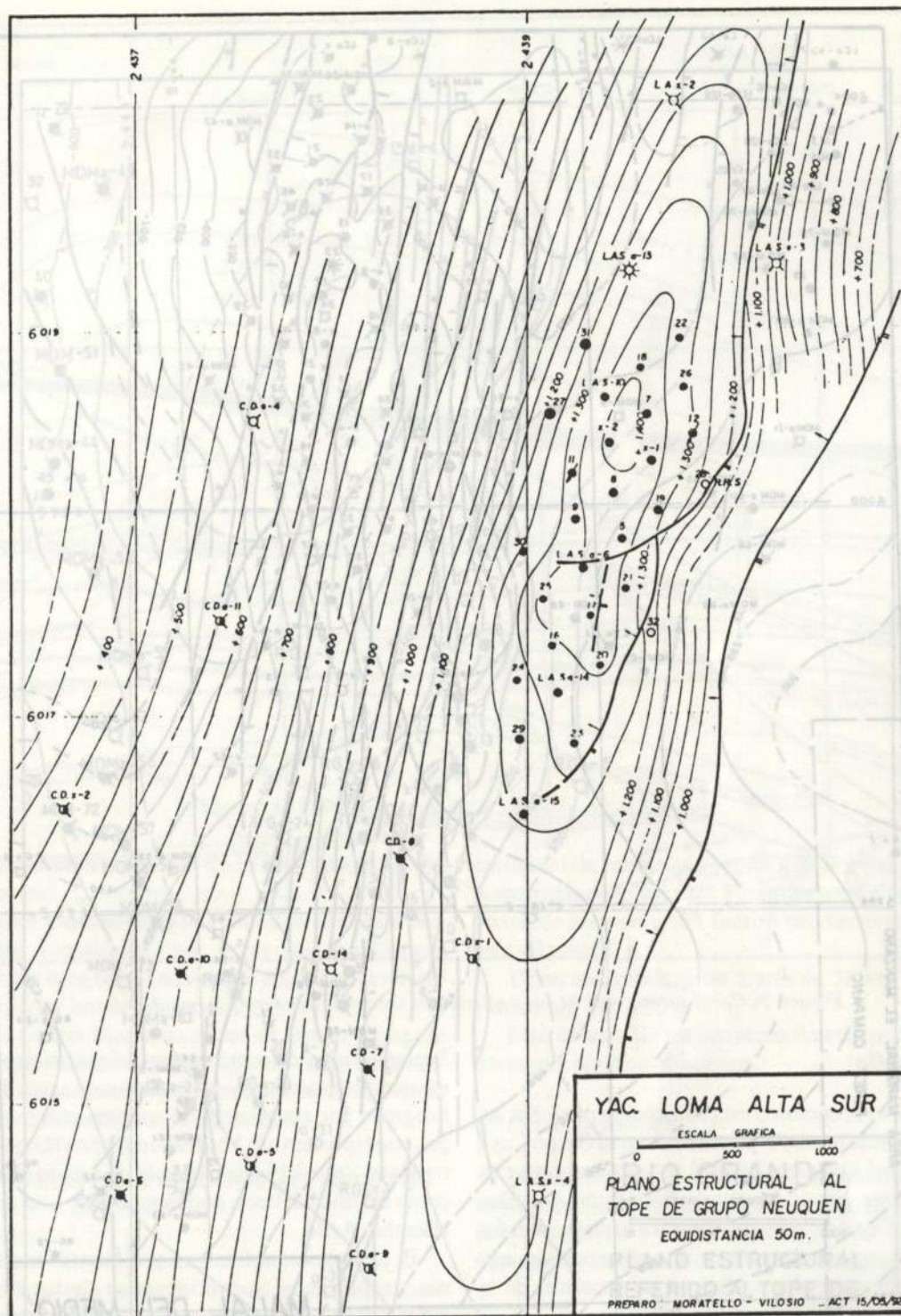


Figura 2: Mapa estructural del yacimiento Loma Alta sur (referido al tope del Grupo Neuquén).

Dentro del contexto general del campo petrolero que agrupa los yacimientos existen variaciones estructurales localizadas, diferenciándose un sector oriental afectado por fisuramiento intenso y asociado

a los espesores ígneos más potentes, constituyendo una roca reservorio que logra importantes acumuladas; el sector occidental se muestra con una notoria simplicidad estructural.

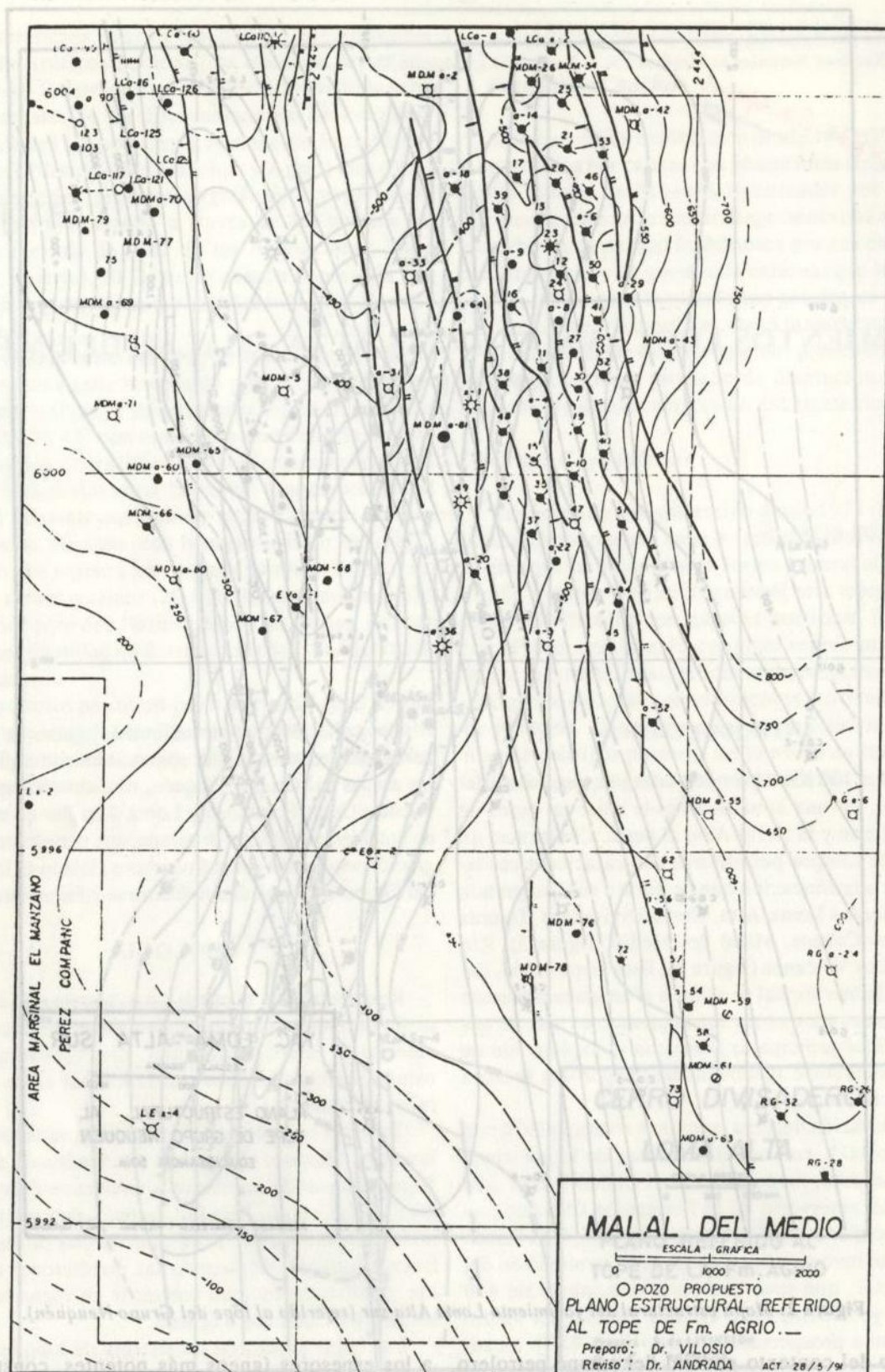
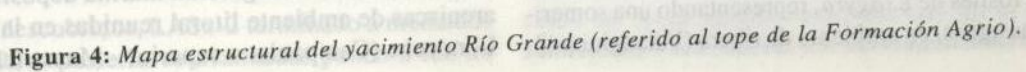


Figura 3: Mapa estructural del yacimiento Malal del Medio (referido al tope de la Formación Agrio).



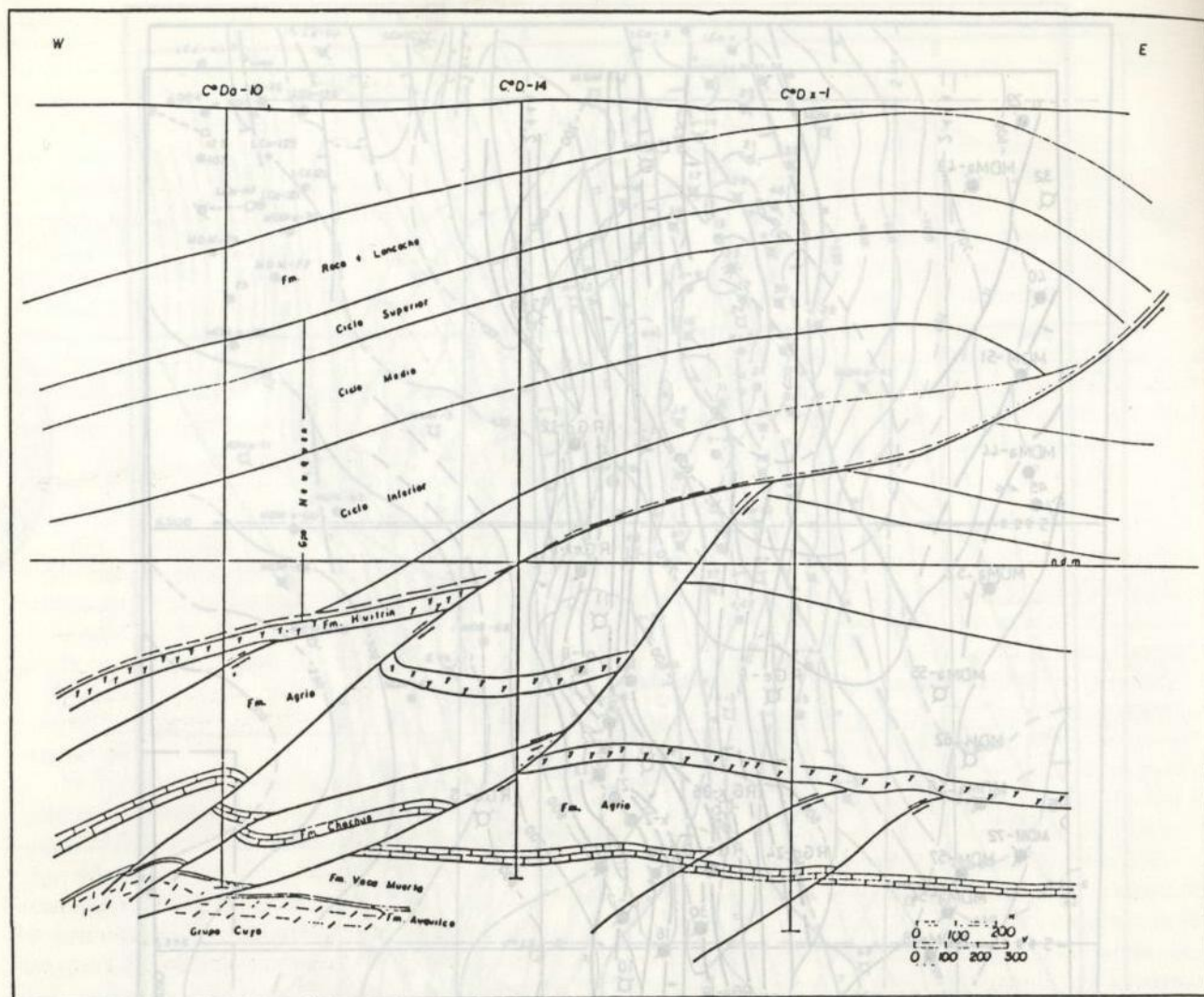


Figura 5: Corte estructural de los yacimientos Cerro Divisadero y Loma Alta Sur.

Estratigrafía

El basamento económico está constituido por tobas arcillosas y areniscas tobáceas pertenecientes al Grupo Cuyo (Jurásico inferior y medio). Sobre él se depositaron niveles de yeso y calizas que componen la Formación Auquileo (Oxfordiano). Una discordancia, debida a los movimientos intermálmicos cambia el ambiente de sedimentación, tornándose continental y depositándose las areniscas de la Formación Tordillo del Kimmeridgiano.

Prosigue un ciclo de sedimentación predominantemente transgresivo, comenzando en el Tithoniano, constituyendo la máxima ingresión marina, integrada por pelitas y pelitas bituminosas con características oleogénicas de la Formación Vaca Muerta. Sobre la misma se apoya en discordancia la Formación Chachao, integrada por calizas con abundantes fósiles de *Exogyra*, representando una somerización de las aguas, en ambiente de ribera (Valanginiano).

Suprayacente y en contacto transicional se depositan sedimentos que marcan una nueva profundización de la cuenca, integrada por alternancia de arcilitas calcáreas y calizas que corresponden a la Formación Agrio (Hauteriviano-Barremiano Superior) que intercala un evento de brusco descenso del nivel del mar, correspondiente a las areniscas del Miembro Avilé.

El ciclo se completa con sedimentos marinos someros, evaporíticos y continentales de las Formaciones Huitrín y Rayoso (Aptiano - Cenomaniano inferior).

Luego de una importante fase diastrófica, en el tope del Cretácico inferior (movimientos Intersenonianos), comienza a depositarse el Grupo Neuquén, con una potente secuencia de conglomerados, areniscas y arcillas, (Cenomaniano medio - Campaniano inferior). A continuación una nueva ingresión marina deposita arcillas y areniscas de ambiente litoral reunidas en la Formación Loncoche (Campaniano superior - Maastrichtiano infe-

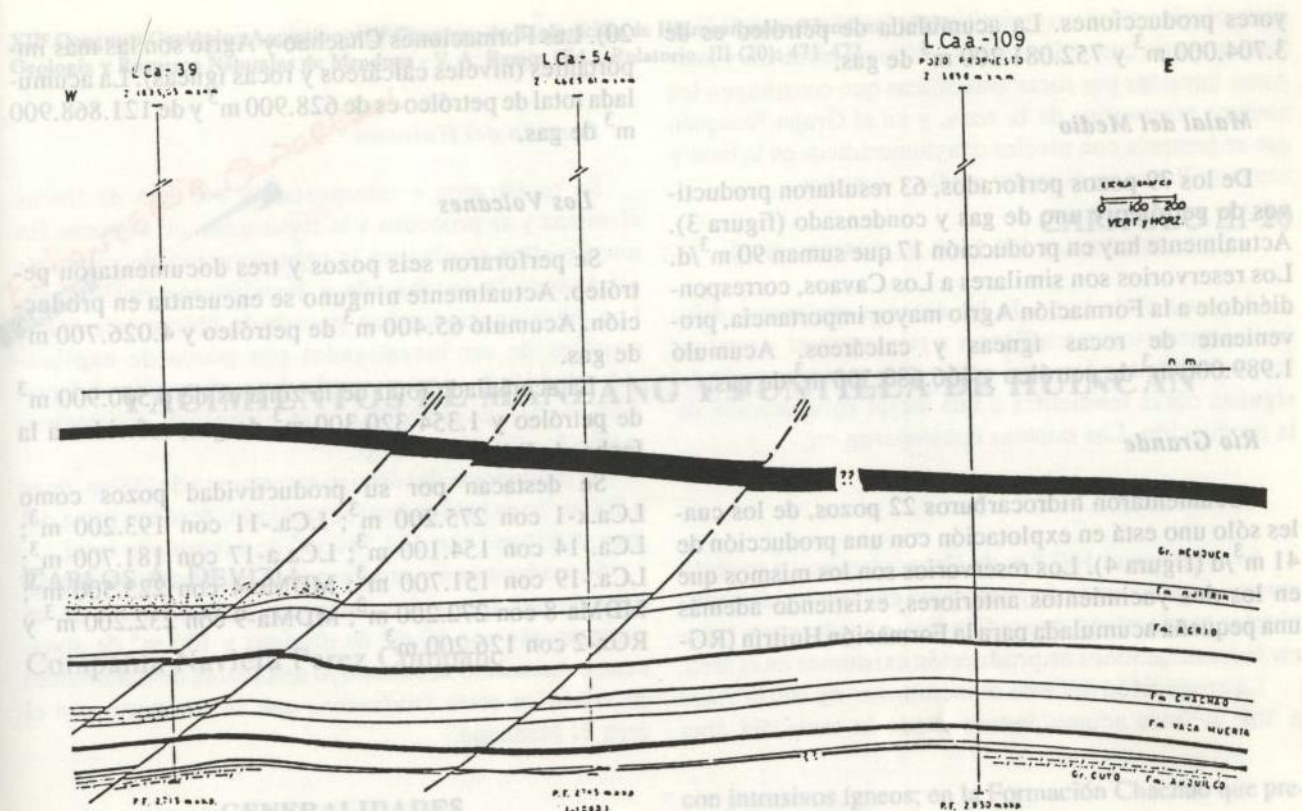


Figura 6: Corte estructural del yacimiento Los Cavaos.

rior) cubriéndola la Formación Roca del Maastrichtiano hasta Paleoceno.

Finalmente el relleno de la cuenca se completa con los depósitos constituidos por rocas volcanoclásticas vinculadas a la orogenia Andina que abarca el Terciario medio y superior hasta Cuaternario.

Tanto el Grupo Mendoza como el Grupo Neuquén se hallan intruídos por filones ígneos cuyo emplazamiento está íntimamente relacionado con la actividad volcánica de la Cordillera de los Andes.

CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS

Loma Alta

Se perforaron seis pozos de los cuales tres documentaron petróleo; actualmente sólo uno en producción con 3,0 m³/d de la Formación Agrio de niveles calcáreos e ígneos (figura 1). La acumulada total al mes de octubre de 1992 (todas las acumuladas serán referidas a esta fecha) es de 14.200 m³ de petróleo y 2.975.400 m³ de gas.

Loma Alta Sur

El pozo descubridor, LASx-2 terminado a mediados del año 1990 y posteriores avanzadas ponen a luz un

anticlinal de rampa con repetición del Grupo Neuquén, desarrollándose así este yacimiento. Se perforaron 25 pozos de los cuales 23 fueron productivos y uno gasífero (figuras 2 y 5).

Tiene una producción diaria de 380 m³ de petróleo y acumuló 129.700 m³.

Está en estudio un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua.

Cerro Divisadero

Se perforaron 14 pozos, actualmente ninguno está en producción. Alcanzan una acumulada total de 99.400 m³ de petróleo y 6.687.600 m³ de gas (figura 1). La Formación Chachao fué su principal aporte.

Los Cavaos

Con 132 pozos, de los cuales 98 fueron productivos de petróleo y 8 de gas (figuras 4 y 6). Actualmente 63 están en producción con un aporte de 670 m³/d. Los reservorios se encuentran en las Formaciones Vaca Muerta, Chachao y Agrio, alojados ya sea en calcáreos como en rocas ígneas intruídas, que en el caso de la Formación Vaca Muerta son las responsables de las ma-

yores producciones. La acumulada de petróleo es de 3.704.000 m³ y 752.081.200 m³ de gas.

Malal del Medio

De los 79 pozos perforados, 63 resultaron productivos de petróleo y uno de gas y condensado (figura 3). Actualmente hay en producción 17 que suman 90 m³/d. Los reservorios son similares a Los Cavaos, correspondiéndole a la Formación Agrio mayor importancia, proveniente de rocas ígneas y calcáreas. Acumuló 1.989.000 m³ de petróleo y 466.680.500 m³ de gas.

Río Grande

Documentaron hidrocarburos 22 pozos, de los cuales sólo uno está en explotación con una producción de 41 m³/d (figura 4). Los reservorios son los mismos que en los dos yacimientos anteriores, existiendo además una pequeña acumulada para la Formación Huitrín (RG-

20). Las Formaciones Chachao y Agrio son las más importantes (niveles calcáreos y rocas ígneas). La acumulada total de petróleo es de 628.900 m³ y de 121.868.900 m³ de gas.

Los Volcanes

Se perforaron seis pozos y tres documentaron petróleo. Actualmente ninguno se encuentra en producción. Acumuló 65.400 m³ de petróleo y 4.026.700 m³ de gas.

La acumulada total de la zona es de 6.500.900 m³ de petróleo y 1.354 320.300 m³ de gas, referidas a la fecha aludida.

Se destacan por su productividad pozos como LCa.x-1 con 275.200 m³; LCa.-11 con 193.200 m³; LCa.-14 con 154.100 m³; LCa.-a-17 con 181.700 m³; LCa.-19 con 151.700 m³; MDMe-4 con 223.500 m³; MDMa-8 con 272.200 m³; MDMa-9 con 232.200 m³ y RGx-2 con 126.200 m³.

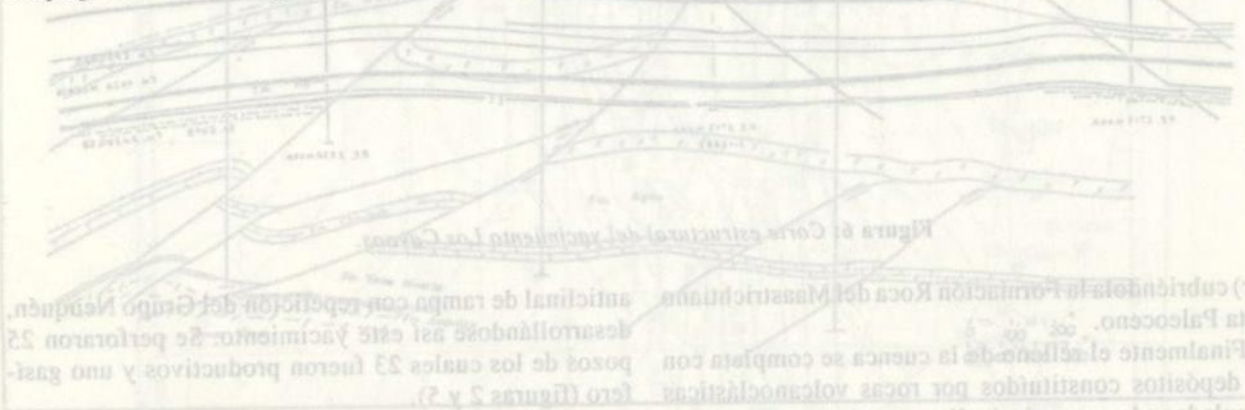


Figura 5: Correlación de la Formación Roca del Maestrichiano. Este estudio de recuperación secundaria por inyección de agua.

El basamento económico está constituido por todos los arcillosos y areniscos pertenecientes al Grupo Cuyo. Los Cavaos, Agrio y Chachao son las formaciones más importantes. La Formación Agrio es la más productiva, seguida por la Formación Chachao y la Formación Cavaos. La Formación Huitrín es la menos productiva. La Formación Roca del Maestrichiano es la más reciente y la menos productiva.

Prosigue un ciclo de sedimentación predominantemente marino. La Formación Agrio es la más productiva, seguida por la Formación Chachao y la Formación Cavaos. La Formación Huitrín es la menos productiva. La Formación Roca del Maestrichiano es la más reciente y la menos productiva.